

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело  
Отделение школы нефтегазовое дело

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы				
<b>Анализ эффективности геолого-технических мероприятий по увеличению добычи углеводородов на Ульяновском газонефтяном месторождении (Самарская область)</b>				

УДК 622.276.6-047.44(470.43)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4П	Томилов Григорий Викторович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Карпова Евгения Геннадьевна			

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Татьяна Святославовна	К.Х.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вотрушина Анна Николаевна	К.Х.Н.		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Андреевна			

Томск – 2018г.

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
Направление подготовки (специальность) 21.03.01 Нефтегазовое дело  
Отделение школы (НОЦ) нефтегазовое дело

УТВЕРЖДАЮ:  
Руководитель ООП

\_\_\_\_\_  
(Подпись)      (Дата)      (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы
---------------------

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4П	Томилову Григорию Викторовичу

Тема работы:

Анализ эффективности геолого-технических мероприятий по увеличению добычи углеводородов на Ульяновском газонефтяном месторождении (Самарская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	1751/с от 14.03.2018

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

**Исходные данные к работе**

*(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).*

Дополнение к технологической схеме разработки Ульяновского нефтяного месторождения, отчеты геолого-технического отдела с текстами и табличными материалами.

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>1 Общие сведения о месторождении</p> <p>2 Геолого-физическая характеристика месторождения</p> <p>3 Сведения о состоянии разработки</p> <p>4 Анализ эффективности геолого-технологических мероприятий</p> <p>5 Дальнейшие варианты разработки месторождения в целом</p> <p>6 Расчет обработки забоя скважин соляной кислотой</p> <p>7.Экономическая оценка вариантов разработки</p> <p>8 Социальная ответственность</p> <p>Заключение</p>
<p><b>Перечень графического материала</b></p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Технологические показатели разработки Ульяновского месторождения в целом</p> <p>Динамика пластового давления по объекту</p> <p>Распределение начальных извлекаемых запасов по объектам разработки</p> <p>Сравнение основных проектных и фактических показателей разработки</p> <p>Структура капитальных вложений Ульяновского месторождения</p>
<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b></p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p><b>Раздел</b></p>	<p><b>Консультант</b></p>
<p><b>Финансовый менеджмент</b></p>	<p><b>Глызина Татьяна Святославовна</b></p>
<p><b>Социальная ответственность</b></p>	<p><b>Вотрушина Анна Николаевна</b></p>
<p><b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b></p>	

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Карпова Евгения Геннадьевна			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4П	Томилов Григорий Викторович		

## РЕФЕРАТ

Данная выпускная квалификационная работа состоит из 144 страниц, 17 рисунков, 18 таблиц и 11 источников

Объектом исследования являются продуктивные пласты: А-3 верейского горизонта Ульяновского и Южно–Ульяновского куполов; А-4 башкирского яруса; С-I', С-I, С-IA, бобриковского горизонта; С-II, С-IV радаевского горизонта Ульяновского купола, С-IA Елховатского купола.

В данной работе была рассмотрена и проанализирована эффективность проведения геолого-технических мероприятий на Ульяновском газонефтяном месторождении.

Ключевые слова: месторождение, нефть, геолого-технические мероприятия, гидроразрыв пласта, соляно-кислотная обработка, методы увеличения нефтеотдачи, интенсификация притока, нагнетательная скважина, увеличение дебита.

Цель работы: изучить и провести анализ эффективности применяемых ГТМ на Ульяновском нефтяном месторождении.

Задачи: Изучить проводимые на месторождении ГТМ, оценить их эффективность, выявить наиболее эффективные методы, а также найти причины не достижения проектных показателей добычи после проведения мероприятий.

В процессе выполнения работы были рассчитаны: технологический расчет СКО и экономическая эффективность дальнейших вариантов разработки.

В результате исследования: были выявлены наиболее эффективные, и наиболее часто проводимые ГТМ

Для выполнения выпускной работы использовались: текстовый редактор Microsoft Word, таблицы и графики выполнялись в Microsoft Excel. Презентация подготовлена с помощью Microsoft Power Point.

## **Обозначения и сокращения**

ГТМ – геолого-технические мероприятия;

ГРП – гидроразрыв пласта;

МУН – методы увеличения нефтеотдачи;

СКО – соляно-кислотная обработка;

РИР – ремонтно-изоляционные работы;

КИН – коэффициент извлечения нефти;

ГИС – геофизическое исследование скважин;

ГДИС – гидродинамическое исследование скважин;

ФЕС – фильтрационно-емкостные характеристики

ОПЗ – обработка призабойной зоны;

ПВЛГ – перевод на вышележащий горизонт;

ОРЭ – одновременно-раздельная эксплуатация;

ГНО – глубинно-насосное оборудование;

БГС – бурение горизонтальных скважин;

ВСП – вертикальное сейсмическое профилирование;

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса;

ВНК – водонефтяной контакт;

ГНК – газонефтяной контакт;

РИР – Ремонтно-изоляционные работы

## Содержание

<b>Введение .....</b>	<b>10</b>
<b>1 Общие сведения о месторождении .....</b>	<b>11</b>
<b>2 Геолого-физическая характеристика месторождения.....</b>	<b>12</b>
2.1 Стратиграфия.....	12
2.2 Геологическое строение продуктивных пластов .....	16
2.3 Свойства и состав пластовых флюидов .....	26
2.4 Химический состав и физические свойства пластовых вод .....	33
<b>3 Сведения о состоянии разработки .....</b>	<b>39</b>
3.1 Характеристика состояния разработки месторождения в целом.....	39
3.2 Анализ пластового давления и режимов разработки залежей .....	44
3.3 Анализ выработки запасов .....	51
<b>4 Анализ эффективности геолого-технологических мероприятий .....</b>	<b>56</b>
4.1 Анализ эффективности применяемых методов .....	57
4.2 Обоснование применения методов повышения извлечения и интенсификации добычи углеводородов.....	63
4.3 Программа применения методов на проектный период .....	64
<b>5 Дальнейшие варианты разработки месторождения в целом.....</b>	<b>76</b>
<b>6 Расчет обработки забоя скважин соляной кислотой .....</b>	<b>81</b>
6.1 Расчет количества химикатов и воды .....	81
<b>7.Экономическая оценка вариантов разработки.....</b>	<b>92</b>
7.1 Методика и исходные данные для экономической оценки .....	92
7.2 Показатели экономической эффективности.....	93
7.3 Макроэкономические показатели и расчёт чистых цен УВС .....	96
7.4 Система налогов и платежей .....	97
<b>7.5</b> Оценка капитальных вложений, эксплуатационных и ликвидационных затрат .....	98
7.6 Техничко-экономическое обоснование выбора рекомендуемого варианта	103
7.7 Анализ «чувствительности» проекта.....	110
<b>8 Социальная ответственность .....</b>	<b>115</b>
8.1 Производственная безопасность .....	115



8.1.1 Анализ вредных факторов и мероприятия по их устранению .....	116
8.1.2. Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению .....	119
8.2 Охрана окружающей среды .....	121
8.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	130
8.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	136
<b>Заключение.....</b>	<b>142</b>

## **Введение**

При разработке нефтяных месторождений, современные компании всегда стремятся максимально возможно извлечь природные запасы нефти и газа из недр земли. Добиться повышения нефтеотдачи, увеличения темпа отбора, можно с помощью проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ).

Геолого-технические мероприятия — это комплекс мер различного характера, проводимых с целью обеспечения максимальной добычи углеводородов. Эти мероприятия проводятся на всех стадиях разработки месторождения, наиболее интенсивно — на поздних.

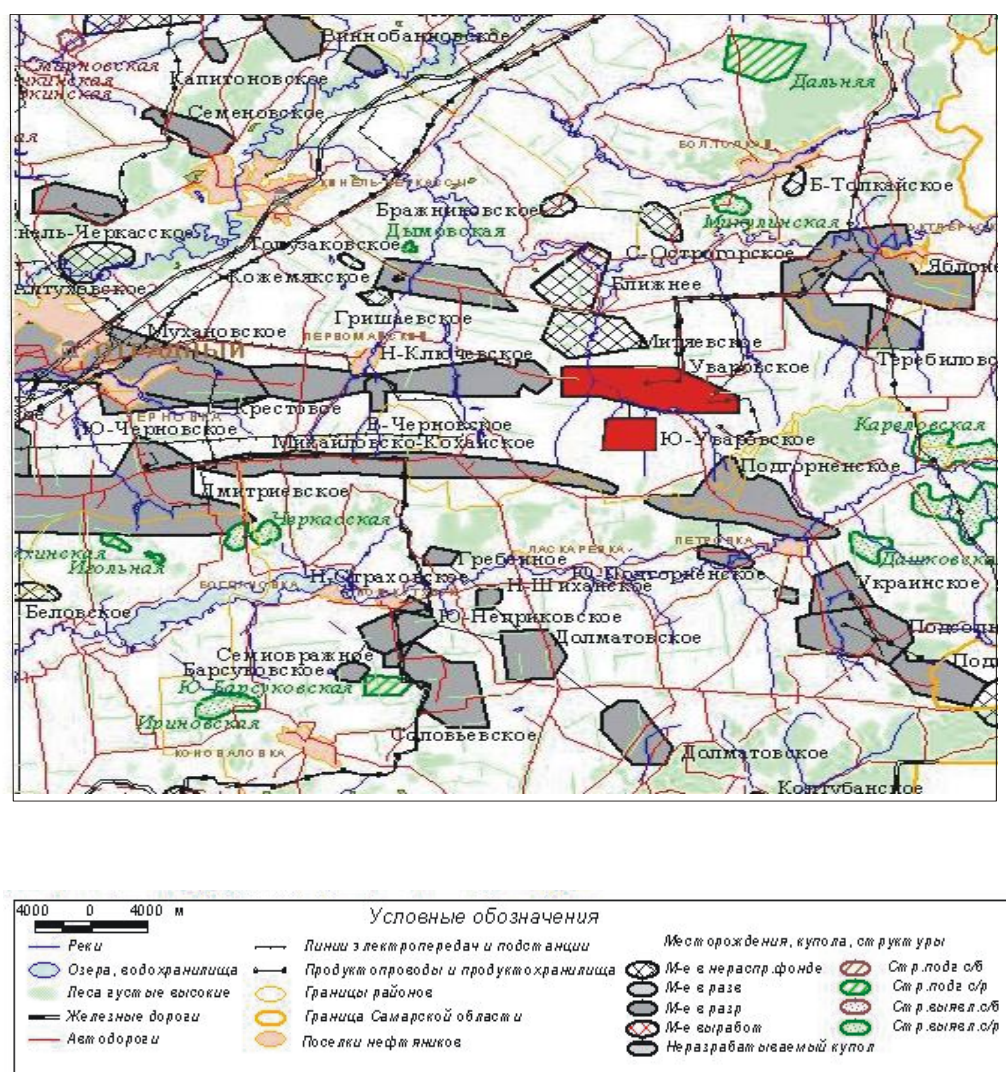
На данный момент вместе с постепенным повышением дебита, увеличивается и обводненность. В разработку вовлекаются трудноизвлекаемые запасы нефти, приуроченные к малопроницаемым и неоднородным коллекторам.

Для повышения продуктивности скважин и увеличения темпов отбора, и достижения максимально возможного коэффициента извлечения нефти (КИН) на месторождении проводится ряд геолого-технических мероприятий. В числе этих мероприятий как химические (соляно-кислотная обработка), так и механические (гидроразрыв) пласта методы воздействия на пласт.

## 1 Общие сведения о месторождении

В административном отношении Ульяновское месторождение расположено в пределах X района Самарской области, в 120 км к востоку от г. Самара .

Территория района месторождения густо населена. В непосредственной близости от месторождения находятся населенные пункты. Площадь работ пересечена густой сетью грунтовых и асфальтированных автодорог, связывающих между собой населенные пункты. Непосредственно на площади месторождения расположены нефтепроводы, проходят высоковольтные линии электропередачи, линии связи. (рис. 1.1).



**Рисунок 1.1. - Обзорная схема района работ**

## 2 Геолого-физическая характеристика месторождения

### 2.1 Стратиграфия

Геологический разрез Ульяновского месторождения представлен девонскими, каменноугольными, пермскими, неогеновыми и четвертичными отложениями, залегающими на породах кристаллического фундамента.

#### **Каменноугольная система.**

*Нижний отдел* визейского яруса **кожимского надгоризонта** представлен отложениями *козьвинского, радаевского и бобриковского* горизонтов.

Козьвинский+Радаевский горизонты залегают на глубине 2300 м. Данные отложения сложены двумя пачками. Нижняя представлена глинами с прослоями алевролитов, песчаников, реже известняков, имеющих подчиненное значение.

Глины темно-серые, почти черные, алевроитистые, пиритизированные, листовые и чешуйчатые, с обуглившимся растительным детритом. Алевролиты темно-серые, песчанистые, глинистые.

В верхней пачке преобладают песчаники светло-серые, светло-коричневые, мелкозернистые, слабослюдистые, пористые, прослоями нефтенасыщенные. Подчиненное значение имеют прослои глин и алевролитов.

По керну, каротажу, результатами опробования в песчаной пачке выделяются пласты С-IV и С-II, содержащие промышленные залежи нефти.

Толщина козьвинских+радаевских отложений составляет 258-293 м.

Бобриковский горизонт представлен песчаниками, алевролитами, глинами, с прослоями углистых сланцев. В разрезе горизонта выделяется три продуктивных пласта: С-I', С-I, С-IA.

Пласт С-IA залегает в подошвенной части горизонта представлен он маломощными прослоями песчаников, местами замещающихся плотными породами (глинами и алевролитами).

Пласт С-I представлен песчаниками с прослоями глин и алевролитов, реже углистых сланцев. Песчаники светло-серые, желтовато-серые, кварцевые, мелкозернистые, пористые, в верхней части разреза насыщенные нефтью. Глины темно-серые, плотные, крепкие, слюдистые, с отпечатками обуглившихся растительных остатков. Алевролиты темно-серые, плотные, крепкие, слюдистые, пиритизированные, с обуглившимися растительными остатками.

Пласт С-I' залегает в кровельной части бобриковского горизонта, сложен песчаниками, залегающими под известняками тульского горизонта (репер «плита»).

Толщина пород бобриковского горизонта 54-80 м.

**Окский надгоризонт** представлен отложениями *тульского, алексинского + михайловского + веневского* горизонтов.

Тульский горизонт представлен известняками серыми, пелитоморфными, участками глинистыми, плотными, крепкими, в подошве известняки окремнелые. Мощность тульского горизонта 78-95 м.

Алексинский + михайловский + веневский горизонты сложены известняками серыми, желтовато-серыми, прослоями органогенно-обломочными, в верхней части доломитизированными. Мощность отложений составляет 210 м.

**Серпуховский надгоризонт** представлен доломитами и известняками серыми и светло-серыми, пористыми, средней крепости.

Мощность серпуховского надгоризонта 85-135 м

**Средний отдел** подразделяется на башкирский и московский ярусы.

Башкирский ярус представлен известняками серыми и светло-серыми, иногда с коричневатым оттенком, тонкокристаллическими, участками трещиноватыми. В верхней части башкирского яруса выделяется продуктивный пласт А-4. Представлен он известняками, пористыми, трещиноватыми, нефтенасыщенными и водонасыщенными.

Толщина пород башкирского яруса составляет 85-115 м.

Московский ярус представлен *верейский, каширский, подольский и мячковский* горизонтами.

Отложения *верейского* горизонта представлены глинами темно-серыми, слюдистыми, с отпечатками обуглившихся растительных остатков, с прослоями песчаников и алевролитов. В средней части пород верейского горизонта выделяется промышленно-нефтеносный пласт А-3, который сложен песчаниками серыми, с коричневатым оттенком, пористыми, водо-и нефтенасыщенными.

Толщина пород верейского горизонта составляет 62-72 м.

Толщина карбонатных отложений каширского, подольского и мячковского горизонтов изменяется в пределах от 349 до 393 м.

***Верхний отдел.*** В разрезе выделены касимовский и гжельский ярусы.

Касимовский + гжельский ярусы сложены, в основном, доломитами тонко-кристаллическими и известняками серыми и светло-серыми, пелитоморфными, с отпечатками фауны, плотными, крепкими. Мощность отложений изменяется в пределах от 200 до 295 м.

### **Пермская система**

Пермские отложения на Ульяновской площади представлены ***нижним, средним и верхним*** отделами.

В составе **нижнего отдела** перми выделяются сульфатно-карбонатные отложения ассельского, сакмарского, артинского, кунгурского и уфимского ярусов. Толщина отложений изменяется от 340 до 507 м

В строении **среднего (биармийского) отдела** перми участвуют отложения казанского яруса.

Отложения *калиновской свиты* представлены, в основном, известняками. В верхней части известняки замещаются доломитами. В подошве залегает глинисто-мергелистая пачка толщиной 6-10 м, - так называемые «лингуловые глины». Известняки темно и буровато-серые, пористые, реже органогенно-обломочные. Доломиты грязно-серые, темно-бурые, пористые.

К доломитам калиновской свиты, приурочен газоносный пласт КС, имеющий промышленное значение. Газонасыщение отмечается на восточном участке Ульяновского купола, на остальной части купола пласт водонасыщен. Толщина пород калиновской свиты составляет 68-75 м.

Отложения *гидрохимической, сосновской и сокской свит* представлены в основном голубовато-серыми ангидритами, переслаивающимися с мергелями и песчаниками. Встречаются линзы и прослои гипса и глинистого доломита. Толщина данных отложений изменяется в пределах от 85 до 195 м.

**Верхний(татарский) отдел** перми представлен глинами и алевролитами с прослоями мергелей, доломитов, песчаников, реже гипсов. Толщина яруса от 250 до 300 м.

**Неогеновые отложения** залегают на размытой поверхности кутулукской свиты. Представлены глинами с прослоями - линзами песчаника разнотекстурного глинистого, слабосцементированного. Мощность отложений достигает 40 м.

**Четвертичные отложения** представлены суглинками и глинами толщиной до 20 м.[1]

## 2.2 Геологическое строение продуктивных пластов

Ульяновское месторождение относится к многопластовым. Промышленная нефтеносность связана с отложениями верейского горизонта (пласт А-3), башкирского яруса (пласт А-4), бобриковского (пласты С-I, С-I', С-IA), радаевского горизонтов (пласты С-II, С-IV). Газовая залежь приурочена к пласту КС калиновской свиты.

Ульяновская структура объединяет три поднятия: Ульяновское, Южно-Ульяновское и Елховатское, разделенных между собой узкими прогибами шириной до 1,5 км.

Ниже приводится характеристика нефтегазоносности продуктивных пластов.

### *Пласт КС калиновской свиты казанского яруса (P2kz)*

Пласт залегает на средней глубине 542 м в кровле калиновской свиты. Общая толщина пласта колеблется от 5 до 11 м. Пласт состоит из одного пропластка. Эффективная нефтенасыщенная толщина в среднем по скважинам составляет 8,8 м. Коэффициент песчанистости равен 1, расчленённость 1.

Промышленная газоносность пласта доказана опробованием скв.48 в 1962 г, в которой из интервала 532,5-536 м (абс.отм. минус 359-362,5 м) получен приток свободного газа с дебитом 180 тыс.м<sup>3</sup>.

В подсчёте запасов 2008 года ГВК (минус 370 м) принимался по скважинам 21, 28 и 48, где по данным ГИС газоводяной контакт установлен, соответственно, на абсолютных отметках минус 370,2; 370,3 и 370,0 м и подтверждён опробованием в скв. 47, где из интервала 554,0-557,0 м (абс. отметка минус 370,1 – 373,1 м) получен приток пластовой воды.

По результатам бурения разведочных и эксплуатационных скважин, данным керна и ГИС нефтегазоносность пласта КС не выявлена.



По типу залежь массивная, по всей площади подстилается пластовой водой. Размер залежи составляет 3,4 х 1,25 км, этаж газоносности 11 м.

Газовая залежь КС калиновской свиты не разрабатывается.

### ***Пласт А-Зверейского горизонта московского яруса (С2т)***

Залежи нефти пласта А-3 выявлены на Ульяновском и Южно-Ульяновском куполах.

#### ***-Ульяновский купол***

Пласт А-3 залегает на средней глубине 1594 м. Пласт распространен по всей площади месторождения. Общая толщина пласта в среднем составляет 21,7 м. Пласт состоит из 1-7 проницаемых пропластков (скв. 205, 239) толщиной от 0,8 м (скв.158) до 32 м (скв.203). Толщина плотных разностей составляет 0,4 – 5,8 м. Суммарная эффективная нефтенасыщенная толщина в среднем по скважинам составляет 11,5 м, максимальное значение нефтенасыщенной толщины составляет 20,3 м (скв. 211), минимальное - 2,6 м (скв. 149). Коэффициент песчанистости 0,90, расчлененность 2,4.

Залежь нефти на Ульяновском куполе была открыта по результатам опробования скв. 52 в 1964 г. в колонне. Из интервала опробования 1613 - 1615 м (абс. отметка минус 1471,1 – 1473,1 м) был получен фонтанный приток нефти дебитом 25,4 т/сут.

Промышленные притоки нефти на Ульяновском куполе были получены в скв. 52, 131, 146, 201, 202, 203, 204, 205, 206, 207, 211, 213, 234, 238, а также в скв. 152, 155, 158, 209 и 235.

Положение водонефтяного контакта по данным ГИС на Ульяновском куполе четко определяется в скв. 16, 23бис, 32, 35, 105, 108, 109, 110, 112, 113, 114, 122, 130, 131, 148, 149, 155, 158, 160, 161, 171, 183, 185, 203, 204, 206, 207, 208, 210, 232, 234. В этих скважинах гипсометрическое положение ВНК колеблется в пределах абс. отметок от минус 1471,8 м (скв. 207) до минус

1476,4 м (скв. 113, 130). В скв. 52, 129, 157, подошва нефтенасыщения зафиксирована на абс. отметке минус 1475,1 м, 1474,6 м, 1475,1 м, соответственно, кровля водонасыщенных интервалов залегает на абс. отметке минус 1474,9 м (скв. 128), минус 1474,6 м (скв. 33). Наиболее низкое положение отверстий перфорации, при котором была получена безводная нефть в процессе опробования, составляет минус 1473,1 м в скв. 52. На основании изложенного положение ВНК по данным ГИС и многолетней эксплуатации скв. 52 в среднем по залежи принят на абс. отметке минус 1475 м.

Залежь пластового типа с обширной водонефтяной зоной. Размер залежи 7,0 х 1,0 км. Высота её 26,2 м. Залежь вступила в эксплуатацию в 1973 г. (скв. 131).

### ***-Южно-Ульяновский купол***

Пласт А-3 залегает на средней глубине 1606 м. Залежь нефти вскрыта двумя скважинами (№ 39 и 41).

Общая толщина пласта до ВНК в среднем составляет 6,6 м. Пласт состоит из 2-5 проницаемых пропластков толщиной от 0,6 м (скв.39) до 3,4 м (скв. 41). Толщина плотных разностей составляет 0,4 – 1,6 м. Эффективные нефтенасыщенные толщины по скважинам изменяются от 1,4 м (скв. 39) и до 7,4 м (скв. 41), в среднем по залежи составляют 4,4 м. Коэффициент песчанистости равен 0,62, расчлененность 3,5.

Залежь нефти на Южно-Ульяновском куполе была открыта по результатам опробования скв. 41 в 1967 г. в колонне. Из интервала опробования 1608 - 1612 м (абс. отметка минус 1470,5 – 1474,5 м) был получен приток нефти дебитом 7 т/сут. при свободном переливе.

По данным ГИС граница нефть – вода в скв. 41 отбивается в интервале абс. отметок минус 1481,7 – 1482,1 м. В скв. 39 эта граница отбивается в интервале абс. отметок минус 1481,8 – 1483,8 м. ВНК принят на отметке минус

– 1481,7 м по подошве нефтяного пропластка в скв. 41, что соответствует утвержденному ГКЗ.

Залежь неполнопластового типа. Размеры залежи составляют 2,1 х 1,3 км. Высота 10,6 м.

#### ***Пласт А-4 бакирского яруса.(С2b)***

Залежь нефти пласта А-4 выявлена на ***Ульяновском куполе***.

Средняя глубина залегания пласта А-4 составляет 1631 м. Среднее значение общей толщина пласта равно 7,5 м. Пласт состоит из 1-3, иногда до 7 проницаемых прослоев толщиной от 0,4 м до 10,4 м. Толщина плотных перемычек составляет 0,4 – 4,3 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина в среднем по скважинам составляет 5,8 м. Максимальное значение нефтенасыщенной толщины в скв. 52 составляет 10,8 м, минимальное - 1,4 м в скв. 106. Коэффициент эффективности (песчанистости) равен 0,74, расчлененность пласта 2,9.

Залежь нефти была открыта по результатам опробования скв. 52 в 1964 г. в колонне. Из интервала опробования 1628 – 1635 м (абс. отметка минус 1486,1 – 1493,1 м) и 1635 – 1638 м. (абс. отметка минус 1493,1 – 1496,1 м) был получен фонтанный приток нефти дебитом 27,7 т/сут. из обоих интервалов на 3,5 мм штуцере.

Промышленные притоки нефти получены в скв. 107, 151, 52, 152, 155, 156, 157, 158, 208, 209, 210, 212, 214, 215, 232, 233, 235, 236, 237, 239.

Положение ВНК для залежи принимается осредненным на абс. отметке минус 1502 м по данным ГИС и опробований, что соответствует ранее утвержденному ГКЗ.

Залежь относится к типу массивных. Размеры залежи составляют 4,9 х 0,9 км. Этаж нефтеносности составляет 20,6 м.

### ***Пласт С-I' бобриковского горизонта (C1v)***

Залежь нефти пласта С-I' выявлена на **Ульяновском куполе**.

Пласт залегает на средней глубине 2252 м. По залежи пласт представлен одним прослоем. Нефтенасыщенная толщина проницаемого пропластка изменяется от 0,7 до 6,8 м и в среднем по залежи равна 2,7м. Коэффициент песчанистости равен 1, расчленённость 1.

Залежь нефти была открыта по результатам опробования скв. 126 в 1968 г. Из интервала перфорации 2269,0-2273,0 м (абс. отметка минус 2096,2-2100,2 м) получен фонтанный приток нефти дебитом 36,9 т/сут на 5 мм штуцере.

По промыслово-геофизическим данным пласт С-I' нефтенасыщен в 60 скважинах.

Промышленная нефтеносность пласта С-I' бобриковского горизонта доказана опробованием скважин 16, 112, 113, 121, 123, 126, 127, 140, 141.

ВНК по данным ГИС не прослежен ни в одной из скважин. В скважинах 116 и 117 нижняя граница нефтенасыщения фиксируется на абсолютных отметках минус 2106,3 и 2106,7 м. Подошва нефтенасыщения в скв. 32 отмечается на абс. отметке минус 2106 м.

Самое низкое положение перфорационных отверстий, при которых получен приток безводной нефти, отмечается в скв.126 на абс. отметке минус 2100,2 м. ВНК принят на абс. отметке минус 2106,0 м, как и в предыдущем подсчете запасов.

Залежь пластового типа, водонефтяная зона незначительна по площади и объему. Размер залежи 6,25 х 1,75 км. Этаж нефтеносности 23,8 м.

### ***Пласт С-I бобриковского горизонта(C1v)***

Залежь нефти пласта С-I выявлена на **Ульяновском куполе**.

Пласт залегает на средней глубине 2260,0 м. Общая толщина пласта в среднем составляет 12,7 м. Пласт состоит из 1-6 проницаемых прослоев толщиной от 0,4 м до 14,7 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина в среднем по скважинам составляет 10,0 м. Максимальное значение нефтенасыщенной толщины составляет 18,2 м (скв. 129), минимальное – 0,6 м (скв. 32). Коэффициент песчанистости равен 0,81, расчленённость 2,3.

Залежь нефти была открыта по результатам опробования скв. 35 в 1964 г. Из интервала перфорации 2210,0-2215,0 м (абс. отметка минус 2099,6-2104,6 м) получен фонтанный приток нефти дебитом 90,6 т/сут на 5 мм штуцере.

По промыслово-геофизическим данным пласт С-I нефтенасыщен в 56 скважинах. Промышленная нефтеносность пласта С-I бобриковского горизонта доказана опробованием скважин 35, 121, 122, 123, 124, 125, 127, 128, 129, 130, 131, 142.

В скважинах 113 и 125, пробуренных в 1967 году, подошва нефтенасыщенных песчаников пласта С-I отмечается на абс. отметках минус 2109,7 и минус 2110,9 м, соответственно. Наиболее низкое положение перфорационных отверстий, при которых получен приток безводной нефти, отмечается в скв.35 на абс.отметке минус 2104,6 м.

Положение ВНК для залежи принято осредненным на абс. отметке минус 2110 м, что соответствует утвержденному ГКЗ.

Залежь неполнопластового типа. Размер залежи 5,1х1,6 км. Этаж нефтеносности составляет 21 м.

#### ***Пласт С-IA бобриковского горизонта.(C1v)***

Залежи нефти пласта С-IA выявлены на Ульяновском и Елховатском куполах.

### **-Ульяновский купол**

Средняя глубина залегания пласта С-ІА2300 м. Общая толщина пласта изменяется в пределах от 0,6 до 9,0 м, эффективная и нефтенасыщенная толщина от 0,6 м (скв. 163) до 6,4 м (скв. 125). Толщина проницаемых прослоев изменяется от 0,6 до 6,4 м, разделяющих плотных пород от 0,4 до 4,4 м. Коэффициент песчанистости 0,84, расчленённость 1,4.

Залежь нефти была открыта по результатам опробования скв. 32 в 1964 г. Из интервала перфорации 2274,0-2277,0 м (абс. отметка минус 2160,7-2163,7 м) получен фонтанный приток безводной нефти дебитом 53,6 т/сут на 4 мм штуцере.

По промыслово-геофизическим данным пласт С-ІА нефтенасыщен в 51 скважине.

Промышленный характер нефтенасыщения подтверждается эксплуатацией 17 скважин.

Нижняя граница нефтенасыщения по ГИС фиксируется в скв.117 на абсолютной отметке минус 2166,1 м В скв. 32 подошва нефтенасыщенных песчаников отмечается на абс. отметке минус 2163,7 м, а кровля водонасыщения на абс. отметке минус 2166,7 м.

В скважинах 16 и 112 кровля водонасыщенных песчаников отмечается на абс. отметке минус 2166,7 и 2165,9 м соответственно.

В скв. 32 фонтанный приток безводной нефти получен из интервала 2274-2277 (абс. отметка минус 2160,7 –2163,7м) – самое низкое гипсометрическое положение нижних отверстий перфорации, по сравнению с остальными скважинами, давшими безводную нефть из пласта С-ІА. На основании приведённых данных, граница залежи принимается на абс. отметке минус 2166.0 м, что соответствует утвержденному ГКЗ.

Залежь пластового типа, водонефтяная зона незначительна по площади и объему. Размеры залежи составляют 6,0 х 2,1 км. Этаж нефтеносности составляет 29 м.

### ***-Елховатский купол***

Продуктивный пласт С-ІА залегает в подошве бобриковского горизонта на глубине 2301м и представлен двумя проницаемыми пропластками мелкозернистых песчаников толщиной от 1,6 до 2,6м. Причем нефтенасыщение в скважине 14 выявлено и подтверждено данными эксплуатации только в верхней песчаной пачке, поэтому все структурные построения выполнены по верхнему пропластку. В скважине 15, расположенной юго-восточнее скважины 14, пласт с кровли (абс. отметка минус 2181,7м) водонасыщен.

Среднее значение общей и эффективной нефтенасыщенной толщины пласта составляет 9 и 2,4 м соответственно. Коэффициенты песчанистости и расчленённости равны 1.

Залежь нефти была открыта в 1964 году. Промышленная нефтеносность была доказана по результатам перфорации в интервале глубин 2302-2305 (абс. отметка минус 2175,9–2178,9м), в результате освоения был получен приток минерализованной воды удельного веса 1,17г/см<sup>3</sup> с пленкой нефти, затем, после двух цементных заливок, произведена перфорация в интервале 2302 – 2304м (абс. отметка минус 2175,9 –2177,9м), в результате освоения получен фонтанный приток нефти с дебитом 45 т/сут на 3мм штуцере.

ВНК принят по данным ГИС последнего нефтенасыщенного пропластка скв. 14 на абс. отметке минус 2177,9м. Соответствует ранее утвержденному ГКЗ.

Залежь нефти пластового типа. Размеры залежи 2,2 х 0,8 км. Высота – 2,4м.

### ***Пласт С-II радаевского горизонта (C1v)***

Залежь нефти пласта С-II выявлена на ***Ульяновском куполе***.

Пласт С-II залегает на глубине 2308,0 м. Общая толщина пласта С-II изменяется в пределах 0,8 до 10,8 м, нефтенасыщенная толщина от 0,8 м (скв. 163) до 10,4 м (скв. 111). Толщина проницаемых прослоев изменяется от 0,8 до 10,8 м, разделяющий прослой представлен глинистыми алевролитами, толщина его варьирует от 0,4 до 2,2 м. Средняя общая толщина – 4,3 м, средняя эффективная нефтенасыщенная толщина – 3,9 м. Коэффициент песчанистости равен 0,92, расчленённость 1,4.

Залежь нефти была открыта по результатам опробования скв. 20 в 1962 г. Из интервала перфорации 2288,0-2292,0 м (абс. отметка минус 2177,5-2181,5 м) получен фонтанный приток нефти дебитом 73,0 т/сут.

По промыслово-геофизическим данным пласт С-II нефтенасыщен в 56 скважинах.

Самое низкое положение подошвы нефтенасыщенных песчаников отмечается в скв. 20, 25 и 118 на абс. отметках минус 2182,7, 2183,6 и 2183,2 м соответственно.

Приток безводной нефти при наиболее низком положении перфорационных отверстий получен в скв. 25, в которой опробовался интервал 2316-2321 (абс. отметка минус 2179,6-2184,6) м; глубина залегания пласта С-II в этой скважине составляет 2315-2320 м (абс. отметка минус 2178,6-2183,6) м.

На основании приведённых данных, как и в предыдущем подсчёте запасов, положение ВНК для залежи принимается на абс. отметке минус 2183,0 м.

Залежь пластового типа. Водонефтяная зона незначительна по площади и объёму. Размеры залежи 5,0 х 2,8 км. Этаж нефтеносности 37,0 м.



### ***Пласт С-IV радаевского горизонта(C1v)***

Залежь нефти выявлена на **Ульяновском куполе**. Средняя глубина залегания пласта составляет 2315 м. Общая толщина пласта С-IV колеблется в пределах от 2,6 до 26,4 м, нефтенасыщенная толщина от 2,6 м (скв. 113) до 24,2 м (скв. 127). Толщина проницаемых прослоев изменяется от 0,6 до 20,8 м, толщина разделяющих глинистых прослоев варьирует от 0,4 до 7,0 м. Средняя общая толщина – 16,5м, средняя эффективная нефтенасыщенная толщина – 13,8м. Коэффициент песчанистости равен 0,86, расчленённость 2,4.

Залежь нефти была открыта по результатам опробования скв. 31 в 1963 г. Из интервала перфорации 2352,0-2360,0 м (абс. отметка минус 2192,7-2200,7 м) и 2363,0-2368,0 м (абс. отметка минус 2203,7-2208,7 м) получен фонтанный приток нефти дебитом 270,0 т/сут на 9 мм штуцере.

По промыслово-геофизическим данным пласт С-IV нефтенасыщен в 54 скважинах.

ВНК был принят по данным ГИС и опробования. Самая низкая отметка подошвы нефтенасыщенного пропластка отмечается в скв.116 на отметке минус 2215,6, кровля водонасыщенных песчаников фиксируется в скв. 31 на абс. отметке минус 2215,9.

Наиболее низкое положение перфорационных отверстий, при которых получен приток безводной нефти, отмечается в скв.111 в интервалет 2351-2355 м. (абс. отметка минус 2210,7-2214,7)м. На основании приведённых данных, как и в предыдущем подсчёте запасов, положение ВНК для залежи принимается осредненным на абс. отметке минус 2215,0 м.

Залежь неполнопластового типа. Размеры залежи 5,2 х 2,4 км. Этаж нефтеносности составляет 28,2 м.

Общая характеристика залежей представлена в таблице 2.1.

Таблица 2.1- Общая характеристика залежей Ульяновского месторождения

Пласт	Залежь	Тип залежи	Размеры залежи, км*км	Площадь залежи	Абсолютная отметка/глубина залегания кровли (интервал изменения), м	Абсолютные отметки контактов (интервал изменения), м	Высота залежи, м
КС	Ульяновский купол	массивная	3,4 x 1,25	2360	542	-370	11
А-3	Ульяновский купол	пластовая	7,0 x 1,0	6018	1594	-1475	26,2
А-3	Южно-Ульяновский купол	неполнопласт	2,1 x 1,3	2078	1606	-1481,7	10,6
А-4	Ульяновский купол	массивная	4,9 x 0,9	3338	1631	-1502	20,6
С-Г	Ульяновский купол	пластовая	6,25 x 1,75	8782	2252	-2106	23,8
С-І	Ульяновский купол	неполнопласт	5,1x1,6	6578	2260	-2110	21
С-ІА	Ульяновский купол	пластовая	6,0 x 2,1	7650	2300	-2166	29
С-ІА	Елховатский купол	пластовая	2,2 x 0,8	1616	2301	-2177,9	2,4
С-ІІ	Ульяновский купол	пластовая	5,0 x 2,8	10260	2308	-2183	37
С-ІV	Ульяновский купол	неполнопласт	5,2 x 2,4	7450	2315	-2215	28,2

### 2.3 Свойства и состав пластовых флюидов

Глубинные пробы нефти отбирались из разведочных скважин в процессе опробования продуктивных пластов и из эксплуатационных в начальный период эксплуатации.

Ниже приводятся основные показатели физико-химических характеристик нефти и газа по разрабатываемым залежам, в том числе параметры нефти и газа после расчета дифференциального разгазирования.

#### Пласт А-3. Ульяновский купол

Из пласта А-3 отобраны одна глубинная и две поверхностные пробы из скважины 52.

По результатам исследований и расчетов пластовая нефть по плотности относится к средним – 854,0 кг/м<sup>3</sup>, с повышенной вязкостью – 16,60 мПа·с.

Давление насыщения нефти газом при пластовой температуре – 4,92 МПа, газосодержание – 18,3 м<sup>3</sup> / т.

После дифференциального разгазирования при рабочих условиях сепарации плотность нефти составила 872,0 кг/м<sup>3</sup>, газовый фактор – 18,30 м<sup>3</sup>/т, объемный коэффициент – 1,045, динамическая вязкость разгазированной нефти – 64,69 мПа·с.

Газ, при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, характеризуется отсутствием сероводорода, низким содержанием углекислого газа – 0,39%, высоким содержанием азота – 25,17%. Содержание гелия в газе 0,037%. Мольное содержание метана – 27,83%, этана – 22,48%, пропана – 14,56%, высших углеводородов (пропан + высшие) – 22,16%. Относительная плотность газа по воздуху – 1,038, а теплотворная способность – 45417,5 кДж/м<sup>3</sup>

По товарной характеристике нефть Ульяновского купола сернистая (массовое содержание серы 2,23%), смолистая (12,53%), парафинистая (5,66%). Объемный выход светлых фракций при разгонке до 300 °С – 38,0% .

### **Южно-Ульяновский купол**

На Южно-Ульяновском куполе исследована одна поверхностная проба из скважины 41, по которой дается товарная характеристика и фракционный состав нефти. Нефть Южно-Ульяновского купола сернистая (2,29%), высокосмолистая (16,75%), парафинистая (4,12%). Объемный выход светлых фракций при разгонке до 300 °С – 38,0%.

### **Пласт А-4, Ульяновский купол**

Исследованы четыре глубинные пробы и четыре поверхностные пробы из скважин 52, 151, 152, 157.

Пластовая нефть относится к тяжелым – с плотностью 878,0 кг/м<sup>3</sup>, повышенной вязкости – с динамической вязкостью 23,93 мПа·с. Давление

насыщения нефти газом при пластовой температуре – 2,89 МПа, газосодержание – 5,1 м<sup>3</sup>/т.

После дифференциального разгазирования при рабочих условиях сепарации плотность нефти составила 890,0 кг/м<sup>3</sup>, газовый фактор – 5,10 м<sup>3</sup>/т, объемный коэффициент – 1,018, динамическая вязкость разгазированной нефти – 38,82 мПа·с.

Газ, при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, характеризуется высоким содержанием сероводорода – 5,06%, углекислого газа – 4,09% и азота – 53,26%. Содержание гелия в газе 0,086%. Мольное содержание метана – 19,76%, этана – 12,95%, пропана – 2,19%, высших углеводородов (пропан + высшие) – 4,88%. Относительная плотность газа по воздуху – 0,978, а теплотворная способность – 20805 кДж/м<sup>3</sup>.

По товарной характеристике нефть сернистая (массовое содержание серы в нефти 2,63%), смолистая (9,15%), парафинистая (5,87%). Объемный выход светлых фракций при разгонке до 300 °С – 41%.

### **Пласт С-1/, Ульяновский купол**

Физико-химические свойства нефти и газа определены по данным исследования трех глубинных из скважин 112, 126 (две пробы) и четырех поверхностных проб из скважин 112, 126 (три пробы).

Пластовая нефть относится к особо легким – с плотностью 788,0 кг/м<sup>3</sup>, незначительно вязким с динамической вязкостью 2,74 мПа·с. Давление насыщения нефти газом при пластовой температуре – 4,46 МПа, газосодержание – 36,4 м<sup>3</sup>/т.

После дифференциального разгазирования при рабочих условиях сепарации плотность нефти составила 823,0 кг/м<sup>3</sup>, газовый фактор – 32,86 м<sup>3</sup>/т, объемный коэффициент – 1,095, динамическая вязкость разгазированной нефти – 11,68 мПа·с. Газ, при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях,

характеризуется незначительным содержанием сероводорода – 0,13%, углекислого газа – 1,07%, высоким содержанием азота – 13,28%. Содержание гелия в газе не определялось. Мольное содержание метана – 24,58%, этана – 22,31%, пропана – 25,12%, высших углеводородов (пропан + высшие) – 38,63%. Относительная плотность газа по воздуху – 1,200, а теплотворная способность – 60043,5 кДж/м<sup>3</sup>.

По товарной характеристике нефть среднесернистая (массовое содержание серы в нефти 1,02%), смолистая (5,60%), парафинистая (5,41%). Объемный выход светлых фракций при разгонке до 300 °С – 49,0%.

Величина температуры застывания нефти -6,0°С принята только по одной поверхностной пробе из скважины 126 от 1968г., однако принимается при температуре -2,0°С по результатам анализа четырех поверхностных проб как среднее.

### **Пласт С-I, Ульяновский купол**

Исследованы пять глубинных проб из скважин 125 (две пробы), 128 (две пробы), 130 и двенадцать поверхностных проб из скважин 35, 124 (четыре пробы), 125 (три пробы), 128 (две пробы), 130, 141.

Пластовая нефть относится к особо легким – с плотностью 798,0 кг/м<sup>3</sup>, незначительно вязким – с динамической вязкостью 2,68 мПа·с. Давление насыщения нефти газом при пластовой температуре – 3,06 МПа, газосодержание – 20,7 м<sup>3</sup>/т.

После дифференциального разгазирования при рабочих условиях сепарации плотность нефти составила 829,0 кг/м<sup>3</sup>, газовый фактор – 20,7 м<sup>3</sup>/т, объемный коэффициент – 1,077, динамическая вязкость разгазированной нефти – 7,70 мПа·с.

Газ, при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, характеризуется содержанием сероводорода – 1,41%, углекислого газа – 1,64%,

азота – 13,08%. Содержание гелия в газе 0,023%. Мольное содержание метана – 17,91%, этана – 18,52%, пропана – 29,67%, высших углеводородов (пропан + высшие) – 47,44%. Относительная плотность газа по воздуху – 1,312, а теплотворная способность – 65095,2 кДж/м<sup>3</sup>.

По товарной характеристике нефть среднесернистая (массовое содержание серы в нефти 1,11%), смолистая (5,04%), высокопарафинистая (6,31%). Объемный выход светлых фракций при разгонке до 300 °C – 49,0%.

### **Пласт С-1А, Ульяновский купол**

Физико-химические свойства нефти и газа исследованы по одной глубинной пробе из скважины 32 и пяти поверхностным пробам из скважин 32 (три пробы), 113 (две пробы).

Пластовая нефть относится к особо легким – с плотностью 769,0 кг/м<sup>3</sup>, незначительно вязким – с динамической вязкостью 2,16 мПа·с. Давление насыщения нефти газом при пластовой температуре – 4,87 МПа, газосодержание – 56,0 м<sup>3</sup>/т.

После дифференциального разгазирования при рабочих условиях сепарации плотность нефти составила 816,0 кг/м<sup>3</sup>, газовый фактор – 56 м<sup>3</sup>/т, объемный коэффициент – 1,132, динамическая вязкость разгазированной нефти – 9,61 мПа·с.

Газ, при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, характеризуется отсутствием сероводорода, содержанием углекислого газа 1,57%, содержанием азота – 11,44%. Содержание гелия в газе 0,014%. Мольное содержание метана – 26,03%, этана – 29,62%, пропана – 23,72%, высших углеводородов (пропан + высшие) – 31,34%. Относительная плотность газа по воздуху – 1,120, а теплотворная способность – 56275,9 кДж/м<sup>3</sup>.

По товарной характеристике нефть среднесернистая (массовое содержание серы в нефти 0,95%), смолистая (6,23%), высокопарафинистая (6,28%). Объемный выход светлых фракций при разгонке до 300 °C – 50,0%.

## **Елховатский купол**

Физико-химические свойства нефти и газа пласта определены по данным исследования скважины 14.

Пластовая нефть относится к особо легким – с плотностью  $791,0 \text{ кг/м}^3$ , незначительно вязким – с динамической вязкостью  $1,84 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ . Давление насыщения нефти газом при пластовой температуре –  $4,04 \text{ МПа}$ , газосодержание –  $40,43 \text{ м}^3/\text{т}$ .

После дифференциального разгазирования при рабочих условиях сепарации плотность нефти составила  $821,0 \text{ кг/м}^3$ , газовый фактор –  $40,43 \text{ м}^3/\text{т}$ , объемный коэффициент –  $1,100$ , динамическая вязкость разгазированной нефти –  $6,33 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ .

Газ, при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, характеризуется отсутствием сероводорода, содержанием углекислого газа –  $0,95\%$ , азота –  $7,27\%$ . Гелий в газе отсутствует. Мольное содержание метана –  $26,52\%$ , этана –  $32,12\%$ , пропана –  $21,59\%$ , высших углеводородов (пропан + высшие) –  $33,14\%$ . Относительная плотность газа по воздуху –  $1,155$ , а теплотворная способность –  $61113,8 \text{ кДж/м}^3$ .

По товарной характеристике нефть сернистая (массовое содержание серы  $1,39\%$ ), малосмолистая ( $4,00\%$ ), парафинистая ( $5,00\%$ ). Объемный выход светлых фракций при разгонке до  $300^\circ\text{C}$  –  $43,0\%$ .

## **Пласт С-II, Ульяновский купол**

Из этого пласта были отобраны и исследованы три глубинные пробы из скважин 20, 32, 147 и 11 поверхностных проб из 8 скважин.

По плотности пластовая нефть относится к особо легким –  $780,0 \text{ кг/м}^3$ , незначительно вязким –  $2,41 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ . Давление насыщения нефти газом при пластовой температуре –  $7,10 \text{ МПа}$ , газосодержание –  $56,90 \text{ м}^3/\text{т}$ .

После дифференциального разгазирования при рабочих условиях сепарации плотность нефти составила 825,0 кг/м<sup>3</sup>, газовый фактор – 56,00 м<sup>3</sup>/т, объемный коэффициент – 1,132, динамическая вязкость разгазированной нефти – 9,70 мПа·с.

Газ, при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, характеризуется отсутствием сероводорода, содержанием углекислого газа – 0,67% , азота – 8,66%, гелий в газе отсутствует. Мольное содержание метана – 36,94%; этана – 25,01%, пропана – 21,06%, высших углеводородов (пропан + высшие) – 29,96%. Относительная плотность газа по воздуху – 1,054, а теплотворная способность – 55357 кДж/м<sup>3</sup>.

По товарной характеристике нефть сернистая (массовое содержание серы в нефти 1,06%), смолистая (6,30%). По содержанию парафинов нефть парафинистая (6,00%). Объемный выход светлых фракций при разгонке до 300°C – 48,0%.

#### **Пласт С-IV, Ульяновский купол**

Исследованы семь глубинных проб из скважин 31 (три пробы), 33, 34 (три пробы) и 14 поверхностных проб из 6 скважин.

По плотности пластовая нефть относится к особо легким – 718,0 кг/м<sup>3</sup>, незанчительно вязким – с динамической вязкостью 1,20 мПа·с. Давление насыщения нефти газом при пластовой температуре – 10,02 МПа, газосодержание пластовой нефти – 127,3 м<sup>3</sup>/т.

После дифференциального разгазирования при рабочих условиях сепарации плотность нефти составила 820,0 кг/м<sup>3</sup>, газовый фактор – 127,30 м<sup>3</sup>/т, объемный коэффициент – 1,318, динамическая вязкость разгазированной нефти – 9,60 мПа·с.

Газ, при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, характеризуется отсутствием сероводорода, низким содержанием углекислого газа – 0,80% и содержанием азота на уровне 3,81%. Содержание гелия в газе не



определялось. Углеводородная часть представлена преимущественно метаном, мольное содержание которого 42,14%; этана содержится 28,68%, пропана – 17,72%, высших углеводородов (пропан + высшие) – 24,57%. Относительная плотность газа по воздуху – 1,001, а теплотворная способность – 55065,6кДж/м<sup>3</sup>.

Нефть содержит 1,17% серы и относится к сернистым. По содержанию смол нефть относится к малосмолистым (4,42%), по содержанию парафинов нефть парафинистая (5,84%). Объемный выход светлых фракций при разгонке до 300°C – 51,0%.

### **Пласт КС**

Газовая залежь пласта КС не разрабатывается с момента открытия и по настоящее время. Опробование и исследование залежи проводилось в скважине 48. После первоначального подсчета в районе газоносной площади была пробурена одна разведочная скважина 28, в которой данная залежь не опробовалась.

Газ по своим товарным качествам относится к "сухим" и может быть использован в качестве топлива, но с предварительной очисткой.

## **2.4 Химический состав и физические свойства пластовых вод**

Характеристика вод пласта А-3 приводится по данным опробования скважины 23бис и результатам исследования попутной воды из добывающих скважин. Минерализация составляет 248,01 г/л, плотность вод в стандартных условиях 1,1719 г/см<sup>3</sup> (в пластовых условиях 1,163 г/см<sup>3</sup>). Вязкость, определяемая по палеткам, в пластовых условиях в среднем равна 1,25 мПа·с. Содержание в воде ионов кальция составляет 9,26 г/л, магния 2,42 г/л, сульфатов 0,92 г/л, первая соленость 84,6 %-экв. Пластовые воды характеризуются средней степенью метаморфизации ( $r_{Na}/r_{Cl} = 0,85$ ).

Характеристика вод пласта А-4 приводится по результатам исследования попутных вод. Минерализация составляет 264,27 г/л, плотность

вод в стандартных условиях  $1,1772 \text{ г/см}^3$  (в пластовых условиях  $1,168 \text{ г/см}^3$ ). Вязкость, определяемая по палеткам, в пластовых условиях в среднем равна  $1,26 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ . Содержание в воде ионов кальция составляет  $4,77 \text{ г/л}$ , магния  $1,56 \text{ г/л}$ , сульфатов  $1,54 \text{ г/л}$ , первая соленость  $91,9 \text{ \% -экв}$ . Пластовые воды характеризуются довольно низкой степенью метаморфизации ( $r\text{Na}/r\text{Cl} = 0,93$ ).

Воды пласта С-I/ характеризуются по результатам исследования попутных вод из добывающих скважин 16 и 126. Минерализация составляет  $269,62 \text{ г/л}$ , плотность в стандартных условиях  $1,184 \text{ г/см}^3$  (в пластовых условиях  $1,168 \text{ г/см}^3$ ). Вязкость, определяемая по палеткам, в пластовых условиях в среднем равна  $1,09 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ . Содержание в воде ионов кальция составляет  $7,95 \text{ г/л}$ , магния  $1,82 \text{ г/л}$ , сульфатов  $0,88 \text{ г/л}$ , первая соленость  $88,2 \text{ \% -экв}$ . Пластовые воды характеризуются низкой степенью метаморфизации ( $r\text{Na}/r\text{Cl}=0,89$ ).

Химический состав вод пласта С-I характеризуется по результатам исследования попутных вод из добывающих скважин. Минерализация составляет  $272,08 \text{ г/л}$ , плотность в стандартных условиях  $1,1815 \text{ г/см}^3$  (в пластовых условиях  $1,166 \text{ г/см}^3$ ). Вязкость, определяемая по палеткам, в пластовых условиях в среднем равна  $1,09 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ . Содержание в воде ионов кальция составляет  $2,29 \text{ г/л}$ , магния  $0,91 \text{ г/л}$ , сульфатов  $0,85 \text{ г/л}$ , первая соленость  $95,9 \text{ \% -экв}$ . Пластовые воды характеризуются низкой степенью метаморфизации ( $r\text{Na}/r\text{Cl}=0,96$ ).

Водорастворенный газ в отложениях бобриковского горизонта (пласт С-I) изучался на Мухановском месторождении. В составе газа  $\text{CH}_4$ -11,4%,  $\text{C}_2\text{H}_6$ +высшие-2,2%,  $\text{N}_2$ -71,6%. Газонасыщенность -  $139 \text{ см}^3/\text{л}$ , общая упругость газа –  $4,25 \text{ МПа}$ . Растворенные в водах газы характеризуются азотно-углеводородным составом.

Химический состав вод пласта С-IA характеризуется по результатам опробования скважины 25. Минерализация составляет 264,46 г/л, плотность в стандартных условиях 1,1826 г/см<sup>3</sup> (в пластовых условиях 1,166-1,167 г/см<sup>3</sup>). Вязкость, определяемая по палеткам, в пластовых условиях в среднем равна 1,05-1,08 мПа·с. Содержание в воде ионов кальция составляет 9,0 г/л, магния 2,55 г/л, сульфатов 0,90 г/л, первая соленость 85,6 %-экв. Пластовые воды характеризуются низкой степенью метаморфизации ( $r_{Na/rCl}=0,86$ ).

Для характеристики вод пласта С-II использованы результаты исследования попутных вод из добывающих скважин. Минерализация составляет 248,56 г/л, плотность в стандартных условиях 1,173 г/см<sup>3</sup> (в пластовых условиях 1,157 г/см<sup>3</sup>). Вязкость, определяемая по палеткам, в пластовых условиях в среднем равна 1,0 мПа·с. Содержание в воде кальция составляет 12,89 г/л, магния 4,34 г/л, сульфатов 0,44 г/л, первая соленость 76,9 %-экв. Воды этого пласта характеризуются средней степенью метаморфизации ( $r_{Na/rCl} = 0,77$ ).

Характеристика химического состава вод продуктивного пласта С-IV радаевского горизонта приводится по данным опробования, с учетом исследования попутных вод из добывающих скважин. Минерализация составляет 249,09 г/л, плотность в стандартных условиях 1,1775 г/см<sup>3</sup> (в пластовых условиях 1,161 г/см<sup>3</sup>). Вязкость, определяемая по палеткам, в пластовых условиях в среднем равна 1,0 мПа·с. Содержание в воде ионов кальция составляет 18,86 г/л, магния 3,91 г/л, сульфатов 0,17 г/л, первая соленость 71,0 %-экв. Пластовые воды характеризуются высокой степенью метаморфизации ( $r_{Na/rCl}=0,71$ ).

Водорастворенный газ в отложениях радаевского горизонта (пласт С-IV) изучался на Мухановском месторождении. В составе газа -  $CH_4$ -47,4 %,  $C_2H_6$ +высшие-6,3 %,  $N_2$ -40,4 %, газонасыщенность 230 см<sup>3</sup>/л, общая упругость газа – 5,26 МПа. Растворенные в водах газы характеризуются углеводородно-азотным составом.[24]

Таблица 2.2 Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов.

Параметры	Размерность	Продуктивные пласты											
		КС Ульяновский купол	А-3 Ульяновский купол	А-3 Ульяновский купол	А-3 Ульяновский купол	А-3 Южно-Ульяновский купол	А-4 Ульяновский купол	С-І/ Ульяновский купол	С-І Ульяновский купол	С-ІА Ульяновский купол	С-ІА Елховатский купол	С-ІІ Ульяновский купол	С-ІІІ Ульяновский купол
Категория		В1	А	В1	В2	В1	В1	А	А	А	В1	А	А
Средняя глубина залегания кровли	м	542	1594	1594	1594	1606	1631	2252	2260	2300	2302	2320	2358
Абсолютная отметка ВНК	м		-1475	-1475	-1475	-1481,7	-1502	-2106	-2110	-2166	-2177,9	-2183	-2215
Абсолютная отметка ГВК	м	-370											
Тип залежи		массивная	пластовая	пластовая	пластовая	неполнопластовая	массивная	пластовая	неполнопластовая	пластовая	пластовая	пластовая	неполнопластовая
Тип коллектора		кавернозно-поровый	поровый	поровый	поровый	поровый	трещинно-поровый	трещинно-поровый	поровый	трещинно-поровый	трещинно-поровый	поровый	поровый
Площадь нефте/газонасыщенности	тыс.м <sup>2</sup>	3161	4500	496	1022	2078	3338	8782	6578	7650	1616	10260	7450
Средняя общая толщина	м	8,8	21,7	21,7	21,7	6,6	7,5	2,7	12,7	4,3	9	4,3	16,5

Продолжение таблицы 2.2

Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина	м		7,2	3,2	3,3	2,8	4,8	2,6	6,8	3	2	3,8	10
Средняя эффективная газонасыщенная толщина	м	4,4											
Коэффициент пористости	доли ед.	0,24	0,2	0,2	0,2	0,2	0,16	0,19	0,21	0,2	0,17	0,19	0,22
Коэффициент нефтенасыщенности пласта	доли ед.		0,76	0,76	0,76	0,79	0,89	0,9	0,9	0,9	0,89	0,9	0,92
Коэффициент газонасыщенности пласта	доли ед.	0,9											
Проницаемость	мкм <sup>2</sup>	0,027	0,13	0,13	0,13	0,144	0,214	0,404	0,72	0,63	0,112	0,38	0,937
Коэффициент песчанистости	доли ед.	1	0,9	0,9	0,9	0,62	0,74	1	0,81	0,84	1	0,92	0,86
Расчлененность	ед.	1	2,4	2,4	2,4	3,5	2,9	1	2,3	1,4	1	1,4	2,4
Начальная пластовая температура	°С		35	35	35	35	35	47	47	49	46	49	49
Начальное пластовое давление	МПа	4,83	16,76	16,76	16,76	17	17,9	23,63	24	26,2	25,28	26,2	26,2
Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа*с		16,6	16,6	16,6	16,6	23,93	2,74	2,68	2,16	1,84	2,41	1,2
Плотность нефти в пластовых условиях	г/см <sup>3</sup>		0,854	0,854	0,854	0,854	0,878	0,788	0,798	0,769	0,791	0,78	0,718
Плотность нефти в поверхностных условиях	г/см <sup>3</sup>		0,872	0,872	0,872	0,872	0,89	0,823	0,824	0,825	0,821	0,825	0,82
Объемный коэффициент нефти	доли ед.		1,045	1,045	1,045	1,045	1,018	1,1	1,067	1,132	1,1	1,132	1,318

Продолжение таблицы 2.2

Содержание серы в нефти	%		2,23	2,23	2,23	2,29	2,63	1,1	1,08	0,94	1,39	1,06	1,17
Содержание парафина в нефти	%		5,67	5,67	5,67	4,12	5,87	5,41	6,31	6,28	5	6,06	5,79
Давление насыщения нефти газом	МПа		4,92	4,92	4,92	4,9	2,89	4,46	3,06	4,87	4,04	7,1	9,9
Газосодержание	м³/т		18,3	18,3	18,3	18,3	5,1	36,4	20,7	56	40,43	56	127,3
Содержание сероводорода	%	1,2					5,06	0,13	1,41				
Плотность газа в пластовых условиях	кг/м³	0,747											
Коэффициент сверхсжимаемости газа	доли ед.	0,998											
Вязкость воды в пластовых условиях	мПа*с		1,25	1,25	1,25	1,25	1,26	1,09	1,09	1,05	1,08	1	1
Плотность воды в поверхностных условиях	г/см³		1,172	1,172	1,172	1,172	1,177	1,184	1,182	1,183	1,183	1,173	1,178
нефти	1/МПа × 10⁻⁴		8,41	8,41	8,41	8,41	6,99	11,3	10,28	12,42	11,75	12,42	17,74
воды	1/МПа × 10⁻⁴		2,78	2,78	2,78	2,78	2,78	2,47	2,47	2,46	2,47	2,46	2,47
Коэффициент вытеснения (водой)	доли ед.		0,516	0,516	0,516	0,541	0,606	0,639	0,665	0,663	0,572	0,636	0,681
Коэффициент продуктивности	м³/сут * МПа		12,7				13,9	3,8	24,6		4,9	20,1	251

### **3 Сведения о состоянии разработки**

#### **3.1 Характеристика состояния разработки месторождения в целом**

В пробную эксплуатацию месторождение введено в октябре 1962 г. скважиной № 20 пласта С-II. Пласты С-IV и С-IA введены в разработку в 1963 и 1964 г.г., пласты С-I' и С-I – в 1968 и 1966 г.г. соответственно, пласты А-3 и А-3 – в 1973 и 1987 г.г. Разработка пласта С-IA Елховатского купола началась в 2000 году, пласт А-3 Южно-Ульяновского купола введен в разработку в 2011 году.

По состоянию на 01.01.2016 г. на Ульяновском месторождении в промышленной разработке находятся объекты А-3, А-4, С-I'+С-I, С-IA+С-II+С-IV Ульяновского купола, С-IA Елховатского купола и А-3 Южно-Ульяновского купола. Газовая залежь пласта КС, с запасами свободного газа в количестве 165 млн. м<sup>3</sup>, не разрабатывается.

На месторождении за время разведки и эксплуатации пробурено 100 скважин, из них: 12 – на объект А-3, 19 - на объект А-4, 14 - на объект С-I/+С-I, 51 - на объект С-IA+С-II+С-IV, две - на объект С-IA Елховатского купола, 1 – на объект А-3 Южно-Ульяновского купола. Все скважины бурились как добывающие, исключение составляет скважина №21, ликвидированная после бурения, которая бурилась на пласт С-IA как нагнетательная. Из добывающих в нагнетательные переведены девять скважин, в поглощающие пять скважин. Ликвидировано пять скважин, в т.ч. по геологическим причинам четыре скважины, по техническим причинам одна.

По состоянию на 01.01.2016 г. в эксплуатационном добывающем фонде месторождения числятся 59 скважин, из них 55 действующих и четыре бездействующих. Действующие добывающие скважины разделились по способам эксплуатации следующим образом: 53 скважины эксплуатируются ЭЦН, две скважины – ШГН. Под закачкой в объект С-IA+С-II+С-IV находятся пять скважин. В контрольном фонде числятся 26 скважин, из них 25

пьезометрических и одна наблюдательная. Ликвидировано четыре нефтяные и одна нагнетательная скважины. В специальном фонде пять поглощающих скважин.

Разработка месторождения была начата в 1962 г, всего на месторождении отмечается три этапа разбуривания. Они приходятся на 1962-1970 г.г., 1984-1991 г.г. и 1994-1997 г.г. Максимальный действующий фонд добывающих скважин отмечается в 1997 г. – 69 скважин. Максимальный уровень добычи нефти был достигнут в 1970 г. при добыче равной 483,8 тыс.т при обводненности 8,8%, темпе отбора от НИЗ 2,6% и фонде действующих добывающих скважин 31 единице. После этого уровень добычи нефти постепенно снижается с тремя всплесками, приходящимися на 1981, 1991, 2002 г.г. Они связаны как с интенсификацией добычи (1981, 2002 г.г.) так и с вводом в эксплуатацию новых скважин (1991 г.). С 2002 г. по 2006 г. уровень добычи нефти снижается с 221,5 тыс.т. до 118,2 тыс.т. из – за снижения добычи жидкости и уменьшения действующего фонда скважин с 60 ед. до 51 ед. Далее с 2007 по 2011 г.г. добыча нефти несколько повысилась, что связано с проведением большого числа геолого-технологических мероприятий. В период с 2011 по 2015 г.г. уровень добычи нефти значительно снизился с 170,5 тыс. т. до 105,9 тыс. т., основная причина - рост обводненности с 82 % до 91,8%.

В целом по месторождению за 2015 г. отобрано 105,9 тыс.т нефти и 1293,6 тыс.т жидкости при обводненности добываемой продукции 91,8 %, среднесуточный дебит нефти – 5,6 т/сут, жидкости – 69,0 т/сут.

За весь период разработки на месторождении добыто 14406,1 тыс.т нефти (что соответствует 78,8 % от начальных извлекаемых запасов) и 43563,5 тыс.т жидкости. Текущий КИН – 0,423, при утвержденном 0,537

Закачка производится в продуктивные пласты только одного объекта С-ІА+С-ІІ+С-ІV. В 2015 году закачано 423,1 тыс.м<sup>3</sup> воды, средняя приемистость нагнетательных скважин 279,3 м<sup>3</sup>/сут, годовая компенсация отбора закачкой – 155,5%.



Суммарная закачка воды в продуктивные пласты С-IA, С-II, С-IV составила 17904,2 тыс.м<sup>3</sup>, накопленная компенсация отбора закачкой – 84,6%.[9]

Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2016 г представлена в таблице 3..1.

Технологические показатели разработки Ульяновского месторождения представлены в таблице 3.1. и на рис. 3.2

Таблица 3.1 – Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2016 г.

Наименование	Характеристика фонда скважин	Объекты/Продуктивные пласты							В целом по месторождению
		С1s Ульяновский купол	А-3 Ульяновский купол	А-4 Ульяновский купол	С-I'+С-I Ульяновский купол	С-IA+ С-II+С-IV Ульяновский купол	А-3 Южно - Ульяновский купол	С-IA Елховатский купол	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Фонд добывающих нефтяных скважин	Пробурено		12	19	14	51	1	2	99
	Возвращены с других объектов/продуктивных пластов (приобщение)		12	9	17 (1)	4			
	Нагнетательные в отработке на нефть								
	Всего		24	28	31	55	1	2	99
	В том числе:								
	Действующие		9	17	14 (1*)	14 (1*)	1	1	55
	из них фонтанные								
	ЭЦН		7	17	14 (1*)	14 (1*)	1	1	53
	ШГН		2						2
	Бездействующие			1	2	1			4
	В освоении после бурения								
	В консервации								
	Переведены под закачку					8			8
	Переведены на другие объекты (приобщение)		4	8	7	22			
	Переведены в другие категории		11	2	7	8			28
	В ожидании ликвидации								
	Ликвидированные				1	2		1	4
Фонд нагнетательных скважин	Пробурено					1			1
	Переведены из других категорий					1			1
	Переведены из добывающих					8			8
	Всего					10			10
	В том числе:								
	Под закачкой					5			5
	Переведены в другие категории					4			4
	В ожидании ликвидации								
	Ликвидированные					1			1

Продолжение таблицы 3.1

Фонд контрольных скважин	Пробурено								
	Переведены из других категорий		11	2	6	7			26
	Всего		11	2	6	7			26
	В том числе:								
	Наблюдательные					1			1
	Пьезометрические		11	2	6	6			25
поглощаю щие	Пробурено	-	-	-	-	-	-	-	-
	Возвращены с других объектов/продуктивных пластов (приобщение)	-	-	-	-	-	-	-	-
	Переведены из других категорий	6							6
	Всего	6							6
	Действующие	5							5
	Переведены в другие категории	1							1

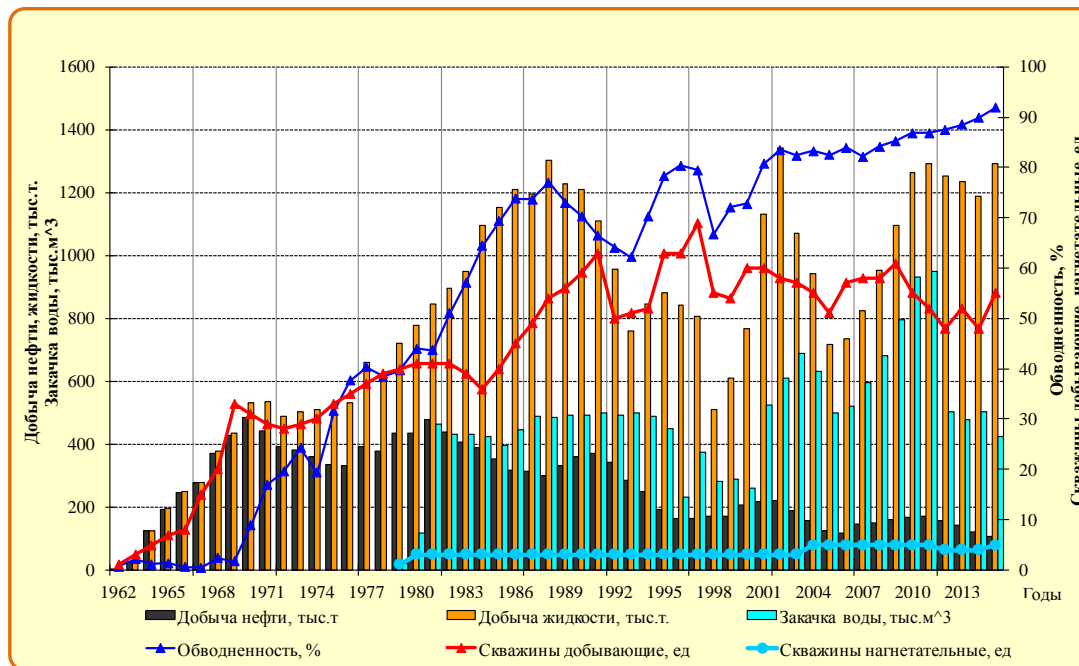


Рисунок 3.2 - Технологические показатели разработки Ульяновского месторождения в целом

### **3.2 Анализ пластового давления и режимов разработки залежей**

#### **Объект А-3 (Ульяновский купол)**

Разработка объекта А-3 ведется на естественном упруго-водонапорном режиме.

Первоначальное пластовое давление по пласту А-3 составляло 16,76 МПа, давление насыщения 4,92 МПа. Самое низкое пластовое давление отмечалась в 1996 г. - 12,5 МПа при росте отбора жидкости. В дальнейшие годы при сокращении отборов жидкости увеличивалось пластовое давление. По состоянию на 01.01.2016 г. средневзвешенное пластовое давление в контуре нефтеносности составляет 16,0 МПа. Относительно первоначального пластовое давление снизилось на 0,76 МПа. Исходя из анализа пластового давления, можно сделать вывод о хорошей связи залежи с законтурной водонапорной областью. Для дальнейшей выработки запасов нет необходимости в создании системы для поддержания пластового давления путем закачки воды.

Динамика пластового давления по объекту А-3 (Ульяновский купол) Ульяновского месторождения представлена на рисунке 3.3

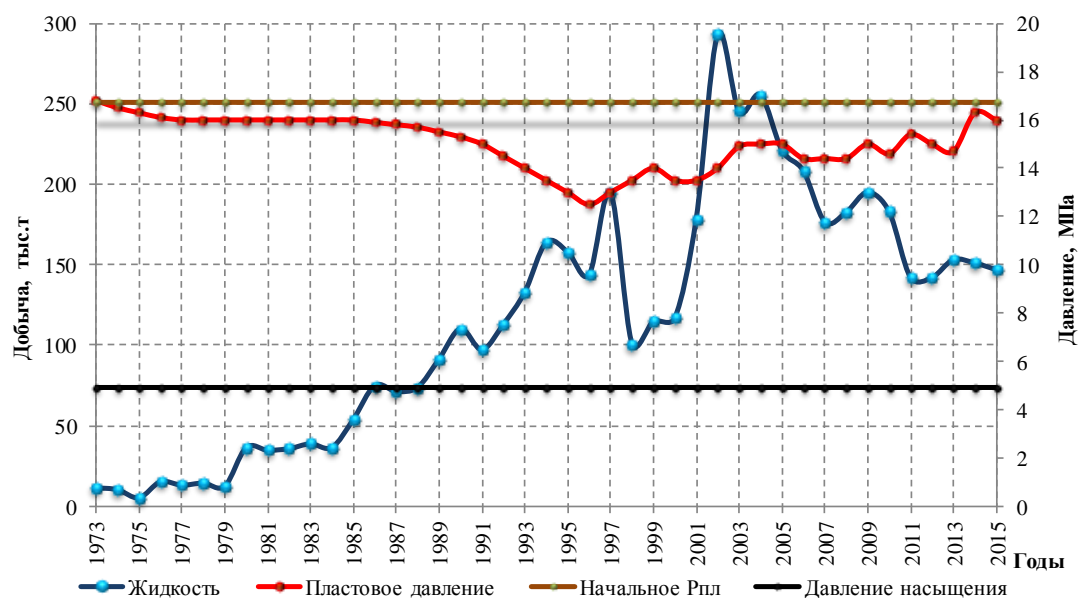


Рисунок 3.3- Динамика пластового давления по объекту А-3 (Ульяновский купол) Ульяновского месторождения

#### **Объект А-4 (Ульяновский купол)**

Разработка объекта А-4 ведется на естественном упруго-водонапорном режиме.

Первоначальное пластовое давление по пласту А-4 составляло 17,9 МПа, давление насыщения 2,84 МПа. Самое низкое пластовое давление отмечалась в 2000 г. - 13,5 МПа при росте отбора жидкости. В дальнейшие годы при сокращении отборов жидкости пластовое давление увеличилось до 17 МПа. По состоянию на 01.01.2016 г. пластовое давление в контуре нефтеносности составляет 17,3 МПа. Относительно первоначального пластовое давление снизилось на 0,6 МПа, что говорит о хорошей связи залежи с законтурной водонапорной областью. Для дальнейшей выработки запасов нет необходимости в создание системы для поддержания пластового давления путем закачки воды.

Динамика пластового давления по объекту А-4 (Ульяновский купол) Ульяновского месторождения представлена на рисунке 3.4

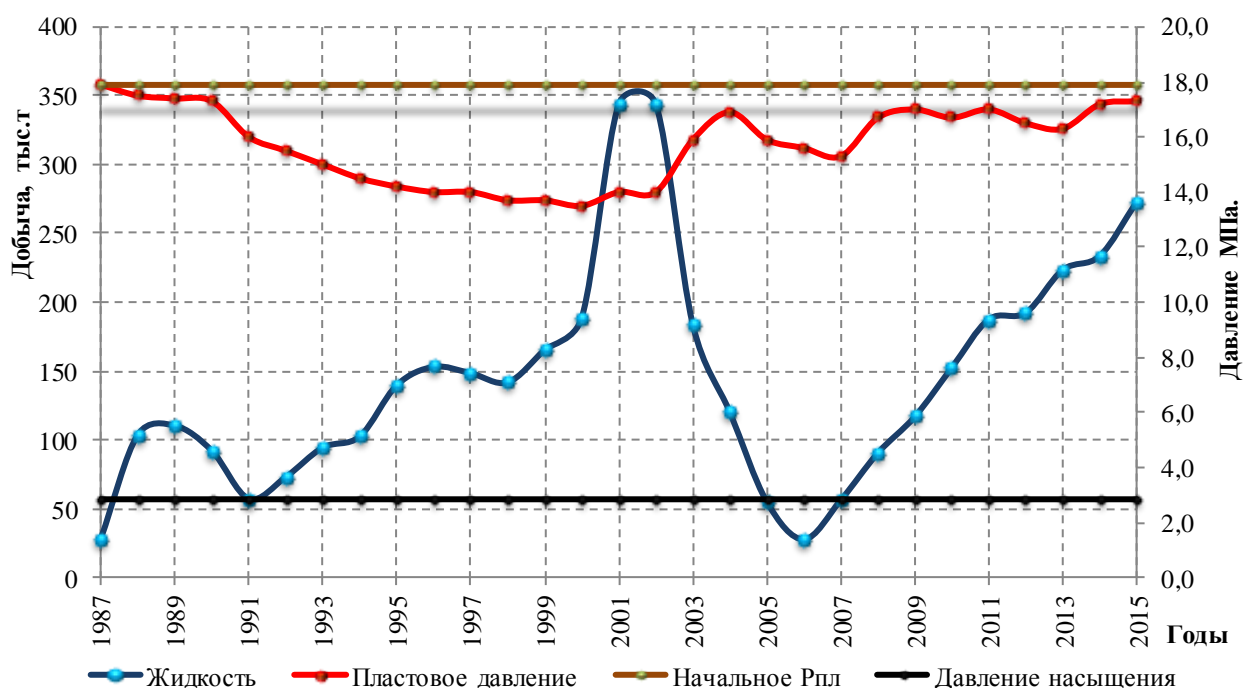


Рисунок 3.4 - Динамика пластового давления по объекту А-4 (Ульяновский купол) Ульяновского месторождения

### Объект С-I'+С-I (Ульяновский купол)

Разработка объекта С-I'+С-I ведется на естественном упруго-водонапорном режиме.

Первоначальное пластовое давление по пласту С-I составляло 24 МПа, давление насыщения 2,9 МПа, по пласту С-I' – 23,63 МПа, давление насыщения 4,5 МПа.

По состоянию на 01.01.2016 г пластовое давление по пласту С-I в контуре нефтеносности составляет 22,49 МПа, что на 1,51 МПа меньше первоначального, по пласту С-I' – 21,25 МПа, что на 2,38 МПа меньше первоначального. Незначительное уменьшение пластового давления указывает на активную законтурную область пластов С-I' и С-I. Так как скважины пласта С-I' работают в основном совместно с пластом С-I. Давление по пласту С-I меняется незначительно, даже в период наибольших отборов пластовое давление не снижалось ниже 20,1 МПа. Начиная с 2004 года пластовое давление восстанавливается до первоначального, что

говорит о хорошей связи залежи с законтурной водонапорной областью. Для дальнейшей выработки запасов нет необходимости в создании системы для поддержания пластового давления путем закачки воды.

График динамики пластового давления за весь период разработки представлен на рис.3.5 только по пласту С-I

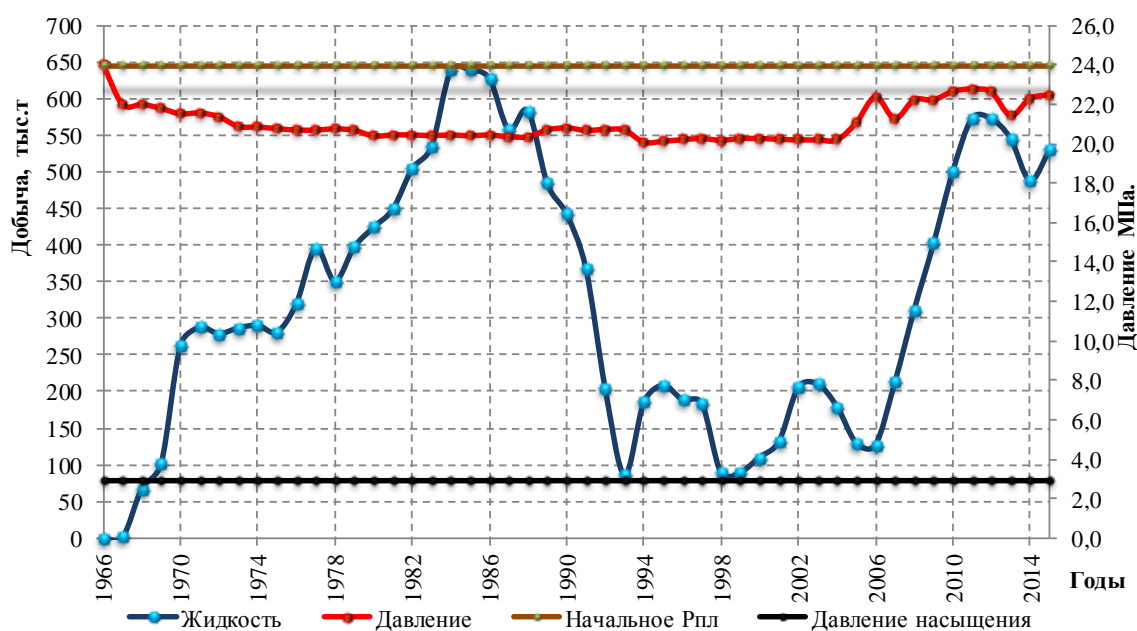


Рисунок 3.5. - Динамика пластового давления по объекту С-I+С-II (Ульяновский купол) Ульяновского месторождения

### **Объект С-IA+С-II+С-IV (Ульяновский купол)**

Разработка объекта С-IA+С-II+С-IV ведется с поддержанием пластового давления.

Первоначальное пластовое давление по пластам С-IA, С-II, С-IV составляло 26,2 МПа, давление насыщения по пластам С-IA и С-II – 7,1 МПа, по пласту С-IV – 10,2 МПа. Динамика пластового давления, добычи жидкости и закачки воды за весь период разработки представлена на рис 3.6.

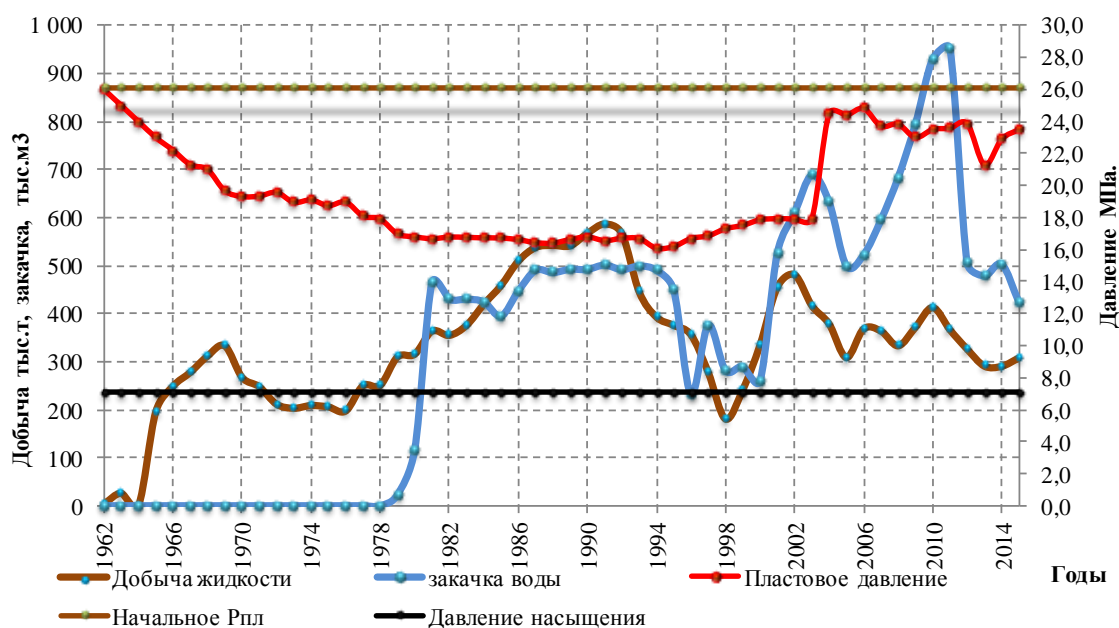


Рисунок 3.6 - Динамика пластового давления по объекту С -Ia+С -II+С -IV (Ульяновский купол) Ульяновского месторождения

Из рисунка видна тенденция к снижению пластового давления до ввода системы ППД до 16,6 МПа в 1979 г. После внедрения системы ППД и закачки воды в пласты С-II и С-IV в объеме около 500 тыс.м<sup>3</sup> пластовое давление стабилизировалось до 2003 г. на уровне 17 – 17,5 МПа, выросли годовые уровни добычи нефти. С 2004 года наблюдается повышение пластового давления за счет сокращения отборов жидкости и увеличения объемов закачки.

По состоянию на 01.01.2016 г пластовое давление в контуре нефтеносности составляет 23,51 МПа, что меньше первоначального на 2,69 МПа.

Исходя из вышесказанного, можно сделать вывод, что введение системы ППД на объекте путем закачки в пласты воды, благоприятно повлияло на его энергетическое состояние.



### **Объект С-ІА (Елховатский купол)**

Разработка объекта С-ІА (Елховатский купол) ведется на естественном упруго-водонапорном режиме.

Первоначальное пластовое давление по пласту принято равное 25,3 МПа, давление насыщения – 4,04 МПа. По состоянию на 01.01.2016 г. пластовое давление в контуре нефтеносности составляет 24,03 МПа, незначительно снизилось относительно начального на 1,3 МПа, т.к. основная часть залежи не разрабатывается. В зоне отбора скважины пластовое давление в первый год разработки резко снизилось до 12,2 МПа. За время консервации скважины в 2005 – 2006 г.г. пластовое давление восстановилось до 20,3 МПа. После пуска скважины из консервации и увеличения отбора жидкости пластовое давление опять снизилось до 12 МПа, что указывает на слабую гидродинамическую связь залежи с законтурной областью. В последние годы при сокращении отбора жидкости пластовое давление постепенно повышается. На 01.01.2016 г. пластовое давление в контуре нефтеносности составляет 21,0 МПа, что меньше первоначального на 4,3 МПа.

Динамика пластового давления по объекту С-ІА (Елховатский купол) Ульяновского месторождения представлена на рисунке 3.7.

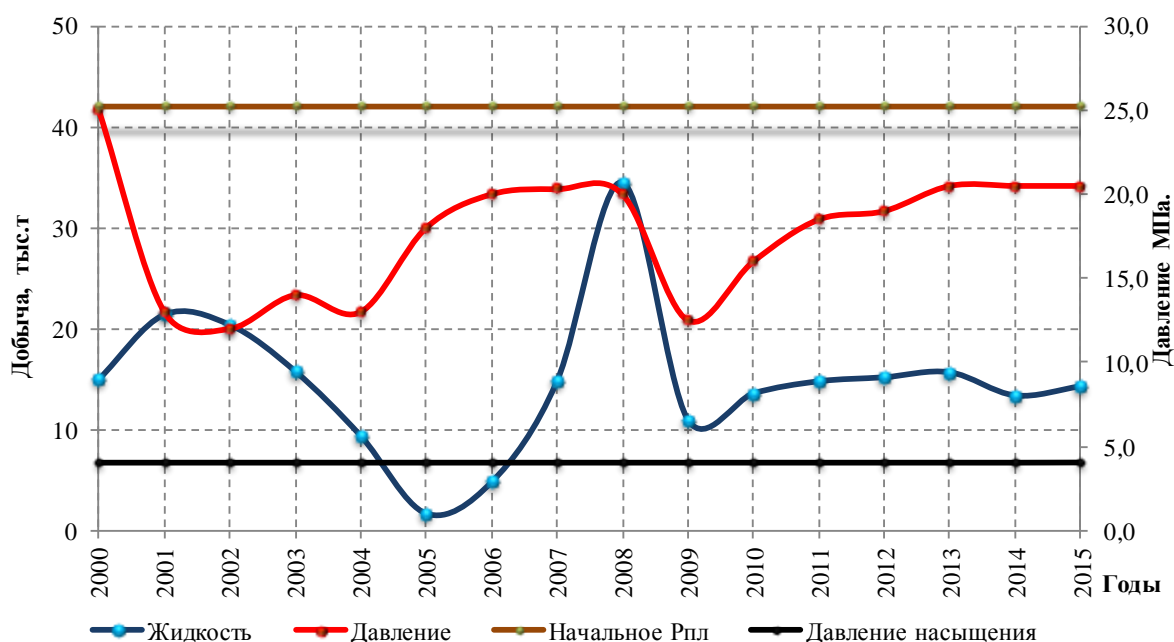


Рисунок 3.7. - Динамика пластового давления по объекту С-1А (Елховатский купол) Ульяновского месторождения

### **Объект А-3 (Южно-Ульяновский купол)**

Разработка объекта А-3 (Южно-Ульяновский купол) ведется на естественном упруго-водонапорном режиме.

Первоначальное пластовое давление по пласту А3 Южно-Ульяновского купола составляло 17,0 МПа, давление насыщения 4,9 МПа. Объект введен в разработку в 2011 году, в 2012 году пластовое давление снизилось до 16,6 МПа. По состоянию на 01.01.2016 г. пластовое давление в контуре нефтеносности составляет 16,6 МПа, что на 0,4 МПа ниже первоначального пластового давления.

Динамика пластового давления по объекту А-3 (Южно-Ульяновский купол) Ульяновского месторождения представлена на рисунке 3.8

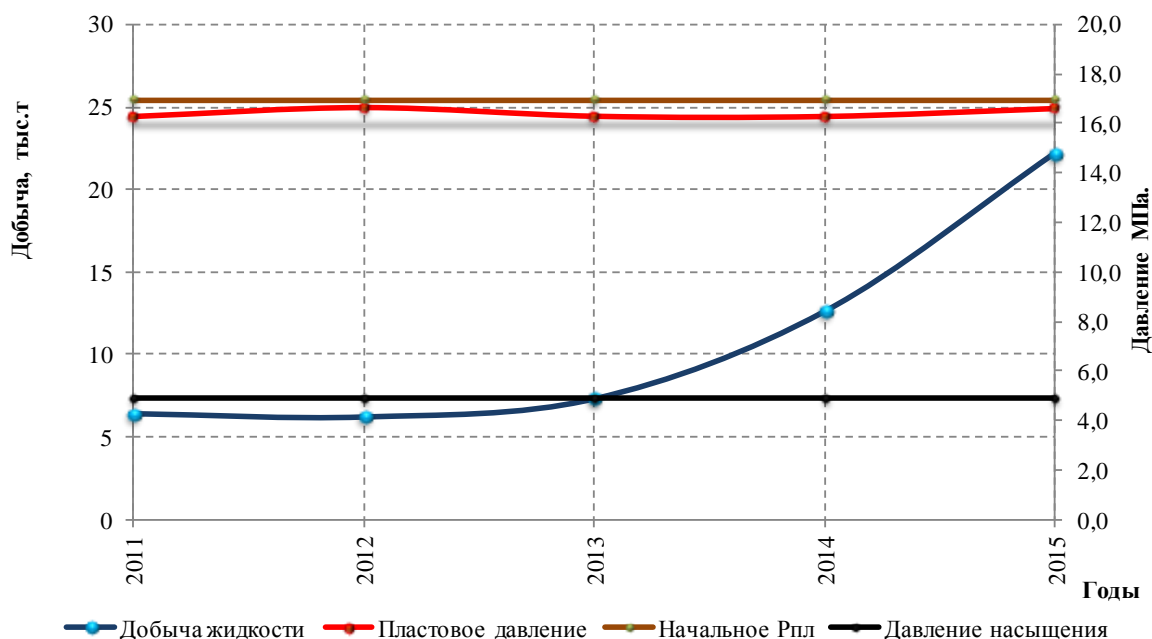


Рисунок 3.8 - Динамика пластового давления по объекту А-3 (Южно-Ульяновский купол) Ульяновского месторождения

### 3.3 Анализ выработки запасов

Согласно пересчету начальные запасы нефти по месторождению, числящиеся на государственном балансе, по состоянию на 01.01.2016 г. составляют:

- по категории В1:
  - - геологические запасы нефти – 34216 тыс.т;
  - - извлекаемые запасы нефти – 18385 тыс.т;
- по категории В2:
  - - геологические запасы нефти – 431 тыс.т;
  - - извлекаемые запасы нефти – 196 тыс.т;
- в том числе в пределах ЛУ:
  - по категории В1:
    - - геологические запасы нефти – 34019 тыс.т;
    - - извлекаемые запасы нефти – 18281 тыс.т.

Извлекаемые запасы свободного газа – 165 млн.м<sup>3</sup>, извлекаемые запасы в количестве 164 млн.м<sup>3</sup> относятся к нераспределенному фонду недр Самарской области.

Основным по запасам нефти является Ульяновский купол, на долю которого приходится 97% геологических запасов нефти.

Анализ выработки запасов проводится только в границах лицензионного участка. Запасы за его пределами не разрабатываются.

Основной по начальным извлекаемым запасам объект разработки – С-IA+С-II+С-IV, содержащий 55 % от начальных извлекаемых запасов нефти, из которых 31,9% от общего количества извлекаемых запасов месторождения приходится на пласт С-IV.

По пластам начальные извлекаемые запасы распределены следующим образом: наибольшее количество начальных извлекаемых запасов содержится в пластах, С-I (31,9 % и 18,6 % соответственно), наименьшее количество - в пластах С-Ia Елховатского купола и А-3 Южно – Ульяновского купола (0,9 % и 1,9 % соответственно).

Распределение начальных извлекаемых запасов по пластам по состоянию на 01.01.2016 г. представлено на рисунке 3.9.

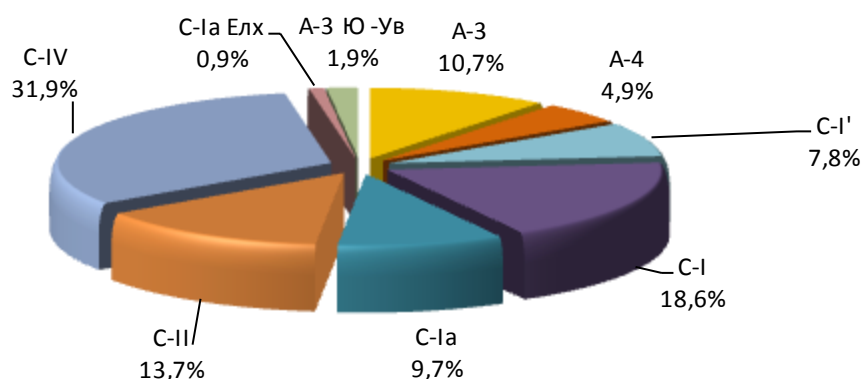


Рисунок 3.9 - Распределение начальных извлекаемых запасов по объектам разработки по состоянию на 01.01.2016 г.

Основным по накопленной добыче нефти является объект С-IA+С-II+С-IV Ульяновского купола, на 01.01.2016 г. накопленная добыча нефти данного объекта составила 8758,1 тыс.т или 61% от общего количества нефти, отобранной на месторождение. Максимальная накопленная добыча нефти приходится на пласт С-IV – 5543,0 тыс.т или 38,5% от общей добычи нефти по месторождению..[2]

Распределение накопленной добычи нефти по пластам по состоянию на 01.01.2016 г. представлено на рисунке 3.10

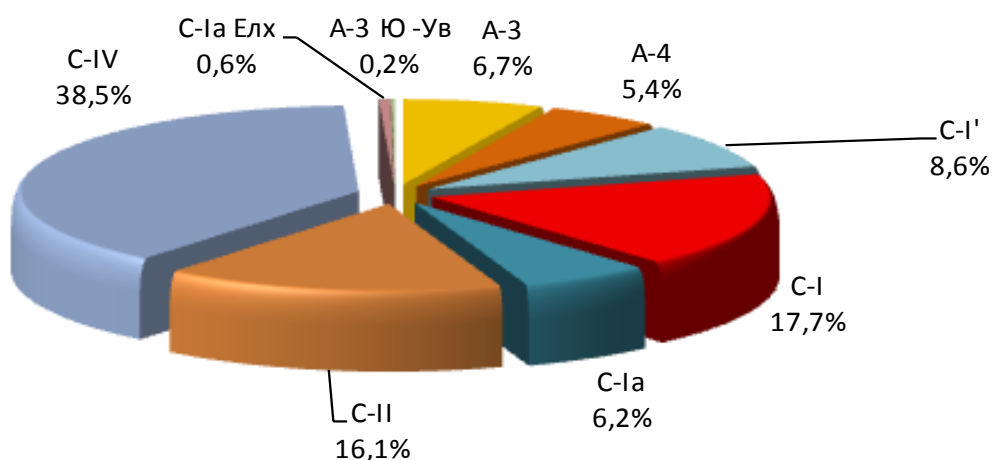


Рисунок 3.10 - Распределение накопленной добычи нефти по пластам по состоянию на 01.01.2016 г.

Наиболее выработанными являются пласты C-IV и C-II Ульяновского купола, степень выработки начальных извлекаемых запасов составляет 95,2 и 92,4% соответственно. Наименее выработанным является пласт A-3 Южно-Ульяновского купола, степень выработки от НИЗ равна 7,1%.

Степень выработки запасов эксплуатационных объектов изменяется в пределах 7,1 - 86,9 %. В целом по месторождению степень выработки равна 78,8%.

Объект A-3 Ульяновского купола разрабатывается с 1973 года и характеризуется текущей степенью выработки 49,6 % от НИЗ при этом обводненность в настоящее время составляет 90,9%. По данному объектунаблюдается неравномерная выработка запасов, вследствие обводнения продукции скважин подошвенной водой.

Значение величины обводненности продукции объектов A-3 Южно-Ульяновского купола и C-Ia Елховатского купола значительно превышает степень выработки. Степень выработки от НИЗ объекта A-3 Южно-Ульяновского купола составляет 7,1%, при текущей обводненности 88,6%,

объекта С-Ia Елховатского купола – 49,4%, при обводненности 92%. Низкая степень выработки объясняется тем, что объекты введены в разработку относительно недавно (2011 и 2000 г.г. соответственно). Высокая обводненность вследствие того, что на каждый объект работает по одной скважине, расположенными вблизи от ВНК.

Остаточные извлекаемые запасы нефти в целом по месторождению в границах ЛУ на 01.01.2016 г. составили 3875 тыс.т.

Наибольшее количество остаточных запасов нефти содержится в пластах А-3, С-Ia и С-I Ульяновского купола, на их долю приходится 25,4, 22,7 и 21,6% соответственно от общих остаточных запасов месторождения.[14]

Распределение текущих извлекаемых запасов по объектам разработки по состоянию на 01.01.2016 г. представлено на рисунке 3.11.

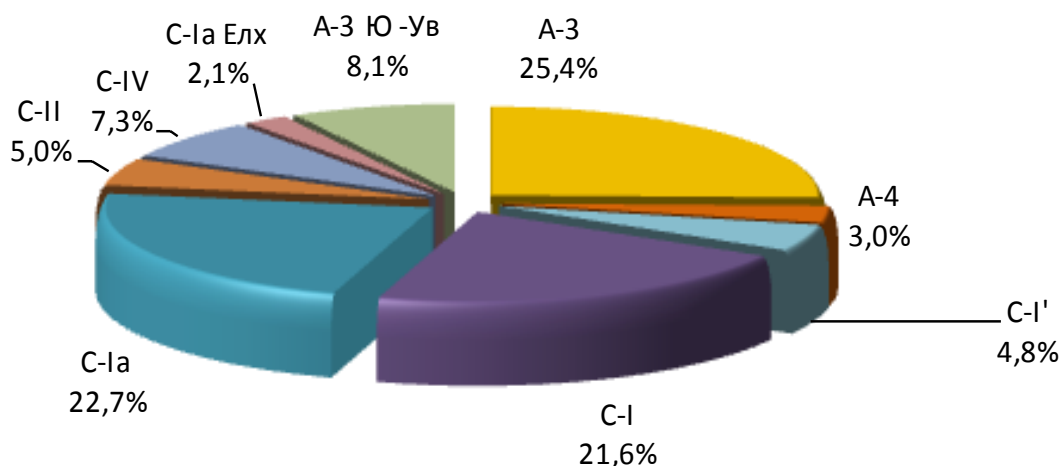


Рисунок 3.11 - Распределение текущих извлекаемых запасов по пластам по состоянию на 01.01.2016 г.

Состояние выработки объектов разработки (в пределах лицензионного участка) по состоянию на 01.01.2016 г. представлено в таблице 3.12.

Таблица 3.12 – Состояние выработки объектов разработки (в пределах лицензионного участка) по состоянию на 01.01.2016г.

Залежь	Площадь нефтеносности, тыс.м <sup>2</sup>	Запасы нефти, тыс.т (C1)		Утвержденные КИН, доли ед.	Накопленная добыча нефти тыс.т	Годовой отбор нефти, тыс.т	Обводненность, %	Текущий КИН, доли ед.	Степень выработки и нач. извл. зап., %	Темп выработки извл. запасов, %		Остаточные извлекаемые запасы, тыс.т	Кол-во раб. доб. скв. на 01.01.2016 г., шт	Кол-во скв., пребывавших в экспл., шт	Плотность сетки скв., га/скв.
		геологические	извлекаемые							начальных	остаточных				
Ульяновский купол															
А-3	4996	4298	1951	0,454	966,8	13,3	90,9	0,225	49,6	0,7	1,3	984	9	24	25,1
А-4	3338	1983	896	0,452	778,6	29,6	89,2	0,393	86,9	3,3	20,1	117	17	28	11,9
C-I+ C-I	8782	9470	4822	0,509	3798,5	34,3	93,5	0,401	78,8	0,7	3,2	1024	14	29+1БС	29,3
C-IA+ C-II+ C-IV	9903	17204	10111	0,588	8758,1	25,0	91,9	0,509	86,6	0,2	1,8	1353	14	54+1БС	18,7
Елховатский купол															
C-IA	1351	309	162	0,525	80,0	1,1	92,0	0,259	49,4	0,7	1,4	82	1	1	-
Южно-Ульяновский купол															
А-3	2078	755	339	0,449	24,0	2,5	88,6	0,032	7,1	0,7	0,8	315	1	1	-
Месторождение															
В целом	13332	34019	18281	0,537	14406,1	105,8	91,8	0,423	78,8	0,6	2,7	3875	55	97+1БС	

#### **4 Анализ эффективности геолого-технологических мероприятий**

Геолого-технические мероприятия (ГТМ) – это работы, проводимые на скважинах с целью регулирования разработки месторождений и поддержания целевых уровней добычи нефти. С помощью геолого-технических мероприятий нефтедобывающие предприятия обеспечивают выполнение проектных показателей разработки месторождений.

Геолого-технические мероприятия отличаются от прочих мероприятий на нефтяных скважинах тем, что в результате реализации этих мероприятий предприятия, как правило, получают прирост добычи нефти. Какие именно мероприятия относить к ГТМ, а какие – к прочим ремонтам каждая нефтедобывающая компания определяет самостоятельно.

В большинстве случаев ГТМ относятся к капитальному ремонту скважин. Хотя в некоторых компаниях определенные виды текущего ремонта также могут учитываться как ГТМ (например, смена скважинного насоса с меньшей производительностью на насос с большей производительностью).

Геолого-технические мероприятия проводятся на всех этапах разработки месторождений. Но наиболее интенсивно - на поздних стадиях. На зрелых месторождениях с падающей добычей и растущей обводненностью проведение ГТМ особенно актуально.

Подбор эффективных геолого-технических мероприятий на каждом нефтяном месторождении – одна из основных задач геологической службы предприятия. Как правило, мероприятия ГТМ планируются ежегодно при подготовке бизнес-плана нефтедобывающего предприятия. А впоследствии ежемесячно уточняются и корректируются.

Хотя каждая нефтедобывающая компания имеет собственные стандарты по отнесению к ГТМ тех или иных мероприятий, проводимых на скважине, тем не менее, обычно к ГТМ относятся следующие виды: гидравлический разрыв пласта (ГРП), обработки призабойной зоны (ОПЗ), перевод на вышележащий горизонт (ПВЛГ), одновременно-раздельная эксплуатация (ОРЭ), бурение



боковых стволов (зарезка боковых стволов), ремонтно-изоляционные работы (РИР).

Помимо перечисленных, существуют и другие виды ГТМ. Например, вывод из бездействия, вывод из консервации, реперфорация, дострел, оптимизация ГНО.

ГТМ проводятся также и на нагнетательном фонде скважин. На нагнетательных скважинах проводят работы по очистке забоя скважины, обработке призабойной зоны с целью увеличения приемистости и/или выравнивания профиля приемистости, работы по ликвидации непроизводительной закачки (негерметичности эксплуатационных колонн, заколонных перетоков) и т.п.

#### **4.1 Анализ эффективности применяемых методов**

Среди методов повышения коэффициента извлечения нефтеотдачи и интенсификации добычи продуктивных пластов Ульяновского месторождения в процессе разработки нашли применение следующие технологии:

- бурение боковых стволов;
- физико–химические методы ОПЗ (СКО, ГКО с нефтяными растворителями, ЩСПК, кислотными составами с ПАВ, термокислотные обработки, БСКО);
- водоизоляционные работы с использованием двухкомпонентных вязкоупругих составов (ВУС), с использованием синтетической композиции VEC -2 и технологии «Блок –С»;
- выравнивание профиля приемистости в нагнетательных скважинах пласта С-IV путем закачки поверхностно-активного полимерсодержащего состава (ПАПС);
- перевод скважин на другие пласты, приобщение пластов, реперфорация интервалов;

- оптимизация работы насосного оборудования.

За весь период разработки самым эффективным мероприятием по вовлечению малодренируемых запасов и достижения утвержденного КИН являются переводы и приобщение пластов. Выполнено переводов на другие горизонты 38 скв/опер, успешность составила 85%. За период с 2011 г по 2015 г. выполнено 11 переводов со средним приростом дебита нефти на одну скважину 12,9 т/сут, дополнительная добыча нефти составила 22,9 тыс.т.

Бурение бокового ствола осуществлено на одной скважине № 173 в 2013 г, получили дебит нефти 6,9 т/сут с обводненностью 80%., по состоянию на 01.01.2016 г обводненность увеличилась до 94,6%.

За весь период разработки выполнен большой объем мероприятий по обработке призабойных зон скважин (ОПЗ):

- СКО, СКО с растворителем, СКО с ПАВ - 48 скв/опер;
- ГКО, ГКО с растворителем – 13 скв/опер;
- термокислотная обработка на 2 скважинах пласта А-4;
- БСКО на одной скважине пласта А-4;
- закачка ЩСПК (щелочной сток производства капролактама) – 5 скв/опер.

Высокой эффективностью характеризуются обработки СКО в скважинах пластов А-4, С-Ia, С-II со средним приростом дебита нефти – 4 т/сут. На скважинах № 187, 184, 183 обработки СКО сделанные в 2014 году дали значительный прирост дебита нефти на 13 т/сут, дополнительная добыча нефти за 2014 г составила 5,5 тыс.т.

Термохимические обработки выполнены на 2 скважинах, менее эффективны, прирост составил 2,2 т/сут нефти на одной скважине.

Обработки ГКО и ГКО с растворителем, выполненные на терригенных пластах А-3, С-Ia, С-II незначительно эффективны, успешность составляет 50%.

БСКО выполнена в скважине 210 пласта А-4 в 2007 г, прирост дебита составил 40 т/сут, дополнительная добыча нефти за год составила 3,8 тыс.т.

Обработки ЩСПК на 5 скважинах малоэффективны, успешность составила 40%.

Выполненные мероприятия по видам ОПЗ имеют различную степень эффективности, зачастую связанную с обводненностью. Наибольший эффект получили от скважин с небольшой обводненностью. В настоящее время добывающие скважины всех пластов работают с высокой обводненностью от 80 до 98%, что снижает применение этого метода повышения МУН.

Водоизоляционные работы с использованием двухкомпонентных вязкоупругих составов (ВУС), с использованием синтетической композиции VEC-2 и технологии «Блок-С» Ульяновском месторождении на 16 скважинах. Дополнительно добыто 17,6 тыс.т. Метод ограничения водопритока на стадии высокой обводненности эффективен, в результате снижается обводненность и наблюдается рост дебита нефти.

В период с 1996 по 2015 гг. проводились работы по увеличению производительности установок, перевод скважин с ШГН на ЭЦН, оптимизация насосного оборудования, всего 53 скв/операции, дополнительно добыто 250 тыс.т. нефти. Этот метод эффективен на Ульяновском месторождении, особенно сразу после перевода. В среднем прирост составляет – 13 т/сут на одну скважину. Однако вместе с ростом отбора жидкости наблюдается рост обводненности.

ГРП на Ульяновском месторождении проводили на одной скважине № 173 в 2004 г, Эффективность отрицательная, при пуске скважины получили пластовую воду в результате прорыва подошвенной воды.

Эффективность применяемых ГТМ на Ульяновском месторождении за период 2011–2015 гг представлены в таблице 4.1

Таблица 4.1 - Эффективность применяемых геолого – технологических мероприятий на Ульяновском месторождении в 2011–2015 гг.

Скв №	Категория скважины	Состояние по фонду	Плaст	ГТМ	Проектный горизонт	Дата проведения	Дебит до ГТМ, т/сут	Дебит после ГТМ, т/сут	Доп. добыча нефти, тыс.т	Прирост нефти, т/сут
238	добывающая	действующая	А-3	РИР	А-3	28.01.2011	0,7	1,5	0,55	0,8
41	добывающая	в консервации	А-3	Расконсервация	А-3	31.03.2011		20,0	5,61	20,0
214	добывающая	действующая	А-4	РИР	А-4	17.04.2011	0,0	10,4	1,77	10,4
215	добывающая	действующая	А-4	ОПЗ	А-4	01.05.2011	0,0	8,5	2,67	8,5
185	добывающая	бездействующая	С-IA+C-II+CI V	ВБД	С-IA+C-II+CI V	31.08.2011		20,3	1,34	20,3
161	добывающая	бездействующая	С-IV	ВБД	С-IV	14.02.2012		8,4	2,79	8,4
162	добывающая	действующая	С-IA+C-II	ППР	С-IA+C-II	31.03.2012	3,6	0,3	0,00	-3,3
174	добывающая	действующая	С-I	ППР	С-I	05.04.2012	6,5	14,7	0,86	8,2
181	добывающая	наблюдательная	С-IA+C-II+CI V	ПВЛГ	С-Г	14.04.2012		42,9	7,60	42,9
239	добывающая	бездействующая	А-4	ВБД	А-4	27.04.2012		25,3	3,43	25,3
157	добывающая	действующая	А-4	РИР	А-4	30.06.2012	1,6	10,2	0,87	8,6
212	добывающая	действующая	А-4	ИДН	А-4	15.09.2012	5,6	14,6	0,67	9,0
158	добывающая	действующая	А-3	РИР	А-3	06.10.2012	0,6	3,6	0,19	3,0

Продолжение таблицы 4.1

122	добываю щая	действующа я	A-4	ПВЛГ	A-3	09.10.20 12	0,4	18,1	1,91	17,6
211	добываю щая	действующа я	A-3	ППР	A-3	12.01.20 13	7,8	10,8	0,57	3,0
125	добываю щая	действующа я	C-II	ППР	C-II	25.01.20 13	9,6	12,4	0,13	2,8
172	добываю щая	пьезометрич еская	C-II	ПВЛГ	A-4	07.02.20 13		7,7	3,77	7,7
109	добываю щая	действующа я	C-II	ИДН	C-II	08.02.20 13	9,5	15,7	1,98	6,1
165	добываю щая	действующа я	C-IV	ППР	C-IV	16.02.20 13	2,8	5,7	1,22	2,9
130	добываю щая	в бездействии	C-I	ПВЛГ	A-4	08.03.20 13		11,2	2,86	11,2
162	добываю щая	действующа я	C- IA+C -II	ОПЗ	C-IA+C-II	21.03.20 13	0,3	6,7	3,69	6,4
214	добываю щая	действующа я	A-4	РИР	A-4	28.03.20 13	5,5	15,7	0,66	10,2
214	добываю щая	действующа я	A-4	РИР	A-4	28.04.20 13	5,5	15,7	0,64	10,2
184	добываю щая	действующа я	C- IA+C -II	ППР	C-IA+C-II	16.05.20 13	4,2	11,3	2,26	7,1
160	добываю щая	пьезометрич еская	C- IA+C - II+CI V	РИР	C-IA+C- II+CIIV	18.05.20 13		17,5	0,14	17,5
151	добываю щая	бездействую щая	A-4	ВБД	A-4	09.09.20 13		4,2	0,42	4,2
114	добываю щая	пьезометрич еская	C-I	ВБД	C-I	05.11.20 13		6,4	0,35	6,4
215	добываю щая	действующа я	A-4	ОПЗ	A-4	08.11.20 13	7,2	12,8	0,79	5,6
173_ 2	добываю щая	пьезометрич еская	C- IA+C - II+CI V	ПВЛГ	C-IA+C- II+CIIV	10.11.20 13		12,9	0,41	12,9
211	добываю щая	действующа я	A-3	ППР	A-3	15.11.20 13	2,7	10,2	0,28	7,5
187	добываю щая	действующа я	C-Ia	ОПЗ	C-Ia	12.01.20 14	3,8	18,2	5,57	14,4
172	добываю щая	действующа я	A-4	Реперфор ация	A-4	15.02.20 14	5,2	10,7	0,38	5,4

Продолжение таблицы 4.1

184	добывающая	действующая	С- IA+C- II	Реперфорация	С-IA+C-II	18.03. 2014	5,8	14,4	1,94	8,7
110	добывающая	действующая	С-II	ЛА	С-II	04.04. 2014		9,4	1,83	9,4
41	добывающая	действующая	A-3	ППР	A-3	11.05. 2014	13,5	25,5	1,58	12,0
167	добывающая	пьезометрическая	С- IA+C- II+CI V	ВБД	С-IA+C- II+CIV	24.07. 2014		5,2	0,10	5,2
183	добывающая	пьезометрическая	С-I	ОПЗ	С-I	05.10. 2014		14,1	0,97	14,1
239	добывающая	действующая	A-4	ОПЗ	A-4	27.11. 2014	1,9	4,5	0,07	2,6
41	добывающая	действующая	A-3	РИР	A-3	05.12. 2014	3,4	14,1	0,27	10,7
174	добывающая	действующая	С-I	ОПЗ	С-I	31.12. 2014	2,8	5,4	0,03	2,7
166	добывающая	бездействующая	С- IA+C- II+CI V	ВБД	С-IA+C- II+CIV	16.01. 2015		6,6	0,53	6,6
182	добывающая	пьезометрическая	С-II	ВБД	С-II	13.03. 2015		4,3	0,85	4,3
160	добывающая	пьезометрическая	С-IV	ПВЛГ	С-II	21.03. 2015		3,6	1,74	3,6
32	добывающая	пьезометрическая	С- IA+C- II+CI V	ПВЛГ	A-4	31.03. 2015		11,8	1,46	11,8
146	добывающая	бездействующая	A-3	ПВЛГ	A-4	06.05. 2015		11,5	0,50	11,5
131	добывающая	пьезометрическая	С-I	ПНЛГ	С-IA+C- II+CIV	16.05. 2015		7,5	1,07	7,5
211	добывающая	действующая	A-3	ППР	A-3	28.05. 2015	3,5	8,8	1,20	5,3
201	добывающая	бездействующая	A-3	ПНЛГ	A-4	30.05. 2015		6,4	0,84	6,4
207	добывающая	пьезометрическая	A-3	ПНЛГ	A-4	21.09. 2015		8,4	0,73	8,4
165	добывающая	действующая	С- IA+C- II+CI V	ППР	С-IA+C- II+CIV	23.09. 2015	1,3	6,3	0,68	5,1
231	добывающая	пьезометрическая	A-4	ВБД	A-4	03.10. 2015		2,1	0,25	2,1

Анализ всех проведенных мероприятий позволяет сделать вывод о высокой эффективности на Ульяновском месторождении мероприятий по переводу скважин с пласта на пласт, а также РИР по изоляции водопритока и ОПЗ по пластам А-4 и С-II. Это дает возможность рекомендовать их применение для дальнейшей разработки эксплуатационных объектов Ульяновского месторождения.[18]

#### **4.2 Обоснование применения методов повышения извлечения и интенсификации добычи углеводородов**

Повышение конечной нефтеотдачи разрабатываемых залежей и увеличение темпов отбора нефти в значительной степени достигаются за счет массового внедрения методов интенсификации добычи нефти.

Распределение остаточной нефтенасыщенности пластов требует, чтобы методы увеличения нефтеотдачи эффективно воздействовали на нефть, рассеянную в заводненных зонах пластов, на оставшиеся с высокой текущей нефтенасыщенностью слабопроницаемые слои и пропластки в заводняемых и не заводняемых пластах, а также на обособленные линзы и зоны пласта, совсем не охваченные дренированием при существующей системе добычи.

При столь широком многообразии состояния остаточных запасов, а также при различии свойств нефти, воды, газа и проницаемости нефтенасыщенных зон пластов не может быть одного универсального метода увеличения нефтеотдачи.

В соответствии со сложившимися к настоящему времени представлениями, реализация системной технологии воздействия на пласт путем обработок призабойных зон нагнетательных и добывающих скважин включает комплекс мероприятий, направленных на повышение нефтеотдачи пласта в целом, интенсификацию процесса разработки и снижение объема попутно добываемой воды.

На нефтяных месторождениях применяется большой набор технологий обработки призабойной зоны скважин (физико-химические, механические, тепловые), для изоляции водопритоков, выравнивания профилей приемистости и отдачи пластов, а также интенсификации нефтеизвлечения из низкопроницаемых пластов и прослоев. Для каждого конкретного нефтяного месторождения на разной стадии его разработки выбираются свои наиболее эффективные технологии обработки нагнетательных и добывающих скважин.

Комплекс технологий по стимуляции нефтяных скважин и повышению нефтеотдачи пластов, систематизированный в определенной последовательности, позволит получить достаточно высокий дебит скважин в течение длительного периода эксплуатации, вовлечь в разработку всю толщину пласта с последующим увеличением зоны дренирования по протяженности.[23]

#### **4.3 Программа применения методов на проектный период**

Дебит скважины во многом зависит от проницаемости продуктивного пласта (главным образом его призабойной зоны – ПЗП), которая всегда меняется в процессе заканчивания и эксплуатации скважины. Коллекторские свойства неизбежно ухудшаются вследствие набухания глин, выпадения солей из пластовых вод, образования стойких эмульсий, отложения смол, парафинов и продуктов коррозии в фильтровой части ствола, гидратации пород, размножения сульфатовосстанавливающих бактерий. В таких случаях необходимо искусственное воздействие на ПЗС для повышения ее проницаемости и улучшения сообщаемости пласта со скважиной.

С учетом особенностей геологического строения коллекторов, физико-химической характеристики насыщающих флюидов, а также режима работы залежей и скважин, для обеспечения рациональных темпов отбора продукции на Ульяновском месторождении были рекомендованы следующие методы воздействия на пласты и призабойную зону скважин.



**Гидравлический разрыв пласта (ГРП)** является одним из методов, позволяющим увеличить проницаемость призабойной зоны скважин. ГРП позволяет соединить призабойную зону скважины с зоной коллектора, не подвергшейся влиянию процессов происходящих при бурении и перфорации — с ненарушенной зоной пласта. В результате кратно повышается дебит добывающих скважин за счет снижения гидравлических сопротивлений в призабойной зоне и увеличения фильтрационной поверхности скважины, а также увеличивается конечная нефтеотдача за счет приобщения к выработке слабо дренируемых зон и пропластков. Метод ГРП имеет множество технологических решений, обусловленных особенностями конкретного объекта обработки и достигаемой целью.

Технологии ГРП различаются прежде всего по объемам закачки технологических жидкостей и пропантов и, соответственно, по размерам создаваемых трещин.

Главной целью проведения пропантного ГРП является увеличение дебита скважины терригенного пласта, путем создания зоны высокой гидродинамической проводимости — трещины заполненной высокопроницаемым материалом, пропантом. Проппант (отсортированный песок высокого качества или искусственный проппант) служит для предотвращения смыкания трещины и должен выдерживать напряжение смыкания горных пород. В предлагаемой программе на прогнозный период для улучшения гидродинамической связи как между скважиной и пластом, так и между отдельными прослоями. Проппантный ГРП рекомендуется провести при вводе скважин в эксплуатацию из бурения на Елховатском куполе.

**Бурение горизонтальных скважин и боковых стволов** является одним из методов вовлечения в разработку оставшихся с высокой текущей нефтенасыщенностью слабопроницаемых слоев и пропластков, а также зон пластов, совсем не охваченные дренированием при существующей системе

разработки. В предлагаемой программе ГТМ рекомендуется бурение горизонтальной скважины №300 для вовлечения запасов категории С2 юго-восточной части пласта А-3. По всем пластам для вовлечения остаточных запасов из зон наибольшей нефтенасыщенности предлагается пробурить 10 боковых стволов.

**Физико-химические методы** воздействия на продуктивные пласты, направленных на увеличения дебитов скважин при обработке их призабойных зон (ОПЗ) как наиболее уязвимого места в системе пласт – скважина. Основной задачей КО скважин является восстановление коллекторских свойств пласта в призабойной зоне за счет разрушения, растворения и выноса в ствол скважины кальматирующих твердых частиц естественного и техногенного происхождения, улучшения фильтрационных характеристик ПЗП путем расширения существующих и создания новых флюидопроводящих каналов предпочтительно по всей перфорированной толщине пласта.

Превалирующим видом ОПЗ скважины являются модификации кислотных обработок: соляно – **кислотная (СКО), глинокислотная (ГКО)**. Для стимуляции работы добывающих скважин карбонатного пласта А-4 Ульяновского купола рекомендуется использовать соляно - кислотные обработки с растворителем, с ПАВ. Кислотная композиция для ОПЗ скважин пласта А-4 Ульяновского купола содержит (% масс):

- Соляная кислота (14 % конц.) – 27,5 %;
- ПАВ (Нефтенол К) – 0,5 %;
- Углеводородный растворитель (толуол и др.) – 50 %;
- Вода техническая – 22 %. [22]

Пласты С-Г', С-Іа Ульяновского купола насыщены маловязкой нефтью (менее 5 мПа\*с). В этом случае необходимо использовать кислотные составы замедленного действия с содержанием соляной кислоты пониженной

концентрации (6-9%). Кроме того, реакционную способность кислоты снижают добавки 0,5% КПАВ (Нефтенол К, ИВВ-1, СиналКАм).

Кислотная композиция для ОПЗ скважин содержит (% масс):

- Соляная кислота (6-9% конц.) – 27,5%
- ПАВ (Нефтенол К) - 0,5%
- Углеводородный растворитель (толуол и др.) – 50%
- Уксусная кислота конц – 0,4%
- Вода техническая – 21,6% [17]

**Глинокислотная обработка** производится в терригенных (песчано-глинистых) коллекторах с низким содержанием карбонатных пород. При взаимодействии грязевой кислоты с песчаником или песчано-глинистой породой растворяются глинистые фракции и частично кварцевый песок. Кислота проникает радиально от фильтрующей поверхности, образуя круговой или близкий к нему контур проникновения. Кроме того, при воздействии грязевой кислоты глины утрачивают пластичность и способность к разбуханию, а взвесь их в воде теряет свойство коллоидного раствора. Такие обработки рекомендуется проводить на терригенных пластах С-Ia, С-II. В настоящее время добывающие скважины всех пластов работают с высокой обводненностью, что снижает применение этого метода.

Смесь соляной и фтористой кислот применяется для удаления глинистой корки со стенок скважины, для очистки перфорационных отверстий и фильтра от остатков глинистого раствора. Если разбухшая глина, содержащаяся в пласте, хорошо контактирует с кислотой, то загрязнение может быть полностью ликвидировано за счет растворяющего действия глинокислоты. При загрязнении ПЗП остатками нефтепродуктов забой и ПЗП должны быть обработаны нефтяными растворителем или ПАВ.

Эффективность ОПЗ добывающих скважин нефтяными растворителями существенно повышается с увеличением удельного расхода растворителя, так

как чем больше закачено органического растворителя, тем больше снижаются структурно-механические свойства неньютоновской нефти и тем лучше происходит фильтрация жидкости к забою скважины. На эффективность ОПЗ также оказывает влияние скорость нагнетания углеводородного растворителя. При высоких темпах нагнетания удельный расход реагента повышается, но обеспечивается глубокое проникновение растворителя в пласт, благодаря чему воздействием охватывается большая зона.

Взаимный растворитель ZR способствует снижению поверхностного натяжения на границе раствора кислотного состава и гидрофобной поверхности породы, увеличивая вероятность реакции в низкопроницаемых зонах пласта, препятствует выпадению асфальтенов при контакте кислотного состава и нефти, замедляет вторичное осадкогелеобразование продуктов реакции. Взаиморастворитель «ZR», марки ZR-50 предназначен для использования в условиях Западной Сибири, а марка ZR-55 в условиях Урало-Поволжья.

Как показали лабораторные эксперименты, большинство углеводородных растворителей хорошо разрушают водонефтяные эмульсии в призабойной зоне пласта (ПЗП), а также растворяют асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО) и не выделяют их после охлаждения.

При понижении температуры и давления в процессе эксплуатации нефтедобывающих скважин происходит резкое снижение растворимости парафинов в нефти, что ведет к интенсивному осаждению АСПО на поверхности добывающего оборудования и в призабойной зоне пласта (ПЗП). В результате происходит снижение притока жидкости к забою и повышение гидравлических сопротивлений скважин.

Для обеспечения бесперебойной работы скважин рекомендуются работы по предотвращению парафиноотложений с использованием нефтяных

растворителей (РПА, РР) ингибиторов АСПО (СНПХ-7941, СНПХ-7215, СНПХ-7р-2, СНПХ-7401).

Органический растворитель РПА представляет собой раствор поверхностно - активного вещества в парафиновых и ароматических углеводородах. РПА применяется в нефтяной промышленности для удаления АСПО с поверхности насосов, НКТ и обработки призабойной зоны скважин, а также для очистки трубопроводов и резервуаров методом растворения и диспергации АСПО.

Ингибитор парафиноотложений комплексного действия СНПХ-7941 предназначен для предотвращения АСПО. Реагент СНПХ-7941 обладает деэмульгирующими свойствами и снижает коррозионные процессы в нефтедобывающих скважинах, системах поддержания пластового давления и наземных коммуникациях. Степень обводненности нефти не является ограничением для применения ингибитора.

В процессе эксплуатации скважин в связи с падением пластовых давлений происходит интенсивное поступление подошвенной воды с оттеснением углеводородного флюида от забоя и снижение уровней добычи нефти, добывающий фонд дает продукцию с высокой обводненностью.

**Водо – изоляционные работы и ремонтно – изоляционные работы** по ограничению водопритокв в таких случаях являются одним из способов регулирования разработки нефтяных залежей, в результате уменьшается суммарный отбор воды и увеличивается конечная нефтеотдача.

Селективные методы изоляции водопритока с использованием синтетической композиции ВЕС – 2 и технологии Блок -С предлагаются для скважин неоднородных пластов, представленных чередованием пропластков с различной проницаемостью. В этом случае ограничение притока воды непосредственно из продуктивного пласта осуществляется путем отключения обводненных пропластков из разработки.

Для добывающих скважин пластов А-3, А-4, С-I с целью селективной изоляции водопритока предлагается синтетическая полимерная композиция VEC – 2, представляющая из себя вязкоупругий (гель) состав, предназначенный для ремонтно – изоляционных работ, связанных с отключением выработанных интервалов пластов, устранением межпластовых и межколонных перетоков, изоляции подошвенных вод в нефтяных скважинах. Основные свойства VEC - 2 - регулируемый период гелеобразования, высокие прочностные характеристики геля, стабильность геля в пластовых условиях до температуры 150°C, возможность разрушения геля в пластовых условиях химическими методами.

Предлагается с этой же целью использовать технологию «Блок – С», применяющая в качестве отверждающего тампонажного, не селективного, материала при ремонтно – изоляционных работах, связанных с исправлением негерметичности цементного кольца за колонной, устранением негерметичности обсадных колонн и заколонного пространства, в качестве подкрепляющего состава после закачки ВУС.

Компоненты состава используемые по технологии Блок – С:

- ФОРТ – В – модифицированное вяжущее вещество (смесь минеральных вяжущих веществ и модификатора)

- ОРТ – С - регулятор схватывания (смесь солей неорганических и органических кислот и минерального наполнителя)

ФОРТ – Р - раствор отверждения (водный раствор солей неорганических и органических кислот и поверхностно – активного вещества).

Основные свойства состава используемого по технологии «Блок – С»: высокая фильтрационная способность, высокая адгезия к породам различного типа, старому цементному камню, металлу, повышенная прочность образующего тампонажного камня, коррозионная устойчивость к различным агрессивным средам.

При эксплуатации однородных пластов С-Г' Ульяновского купола и С-Іа Елховатского купола ( $K_{\text{песч}}=1$ ,  $K_{\text{расчл}}=1$ ) обводнение скважин будет происходить за счет движения ВНК и подтягивания подошвенной воды. Для уменьшения доли воды в добываемой жидкости рекомендуется изоляция нижних отверстий перфорации с использованием механических систем (цементные мосты и пакер-мосты на кабеле).

Наиболее оптимальной является комбинированная технология РИР, включающая закачку полимерной гелеобразующей композиции с последующим закреплением зоны изоляции прочным тампонажным материалом.

На прогнозный период запланированы следующие ГТМ, направленные на повышение КИН и интенсификацию добычи:

1. Бурение семи скважин, в т.ч. одна нагнетательная с отработкой на нефть;
2. Бурение восьми боковых стволов;
3. Перфорационные методы (приобщение пластов, повторная перфорация, перфорация невовлеченных пластов и пропластков) - 28скв/опер;
4. Ввод из бездействия семи добывающих скважин;
5. Разликвидация одной скважины для добычи газа;
6. Оптимизация закачки в трех нагнетательных скважинах;
7. Водно – изоляционные и ремонтно – изоляционные работы - четыре скв/опер.

Эффективность применения ГТМ, новых методов повышения КИН и интенсификации добычи представлена в таблице 4.2

Таблица 4.2 – Эффективность применения ГТМ и новых методов повышения КИН и интенсификации добычи нефти

Применяемые МУН		Сумма рная с начала разраб отки	Годы разработки																		Итого за прогноз ный период	Все го
			2016	2017	2018	2019	2020	2021 - 2025	2026 - 2030	2031 - 2035	2036 - 2040	2041 - 2045	2046 - 2050	2051 - 2055	2056 - 2060	2061 - 2065	2066 - 2070	2071 - 2075	2076 - 2080	2081 - 2082		
		факт	прог ноз	прог ноз	прог ноз	прог ноз	прог ноз	прог ноз	прог ноз	прог ноз	прог ноз	прог ноз	прог ноз	прог ноз	прог ноз	прог ноз	прог ноз	прог ноз	прог ноз	прог ноз		
1 Гидроразрыв пласта																						
a	количество проведенных операций	1																		0	1	
б	дополнительная добыча нефти, тыс.т	0,0																		0,0	0,0	
2 Бурение горизонтальных скважин																						
a	количество пробуренных скважин	0							1											1	1	
б	дополнительная добыча нефти, тыс.т	0,0							18,0	56,0	29,8	22,6	17,8	14,5	12,0	9,6	7,7	6,0	2,0	196,0	196,0	
3 Бурение боковых стволов																						
a	количество пробуренных скважин	1					7	1												8	9	
б	дополнительная добыча нефти, тыс.т	5,7					59,8	153,6	116,1	93,2	73,1	65,1	55,8	49,2	43,3	9,3	1,7	1,5	0,6	722,3	728,0	
4 Физико-химические методы																						
a	количество проведенных операций	69		1	1	1	2	1	1	1	1	1	1							12	81	
б	дополнительная добыча нефти, тыс.т	75,5		0,6	0,6	0,6	1,0	0,6	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4							6,2	81,7	
в	дополнительная добыча нефти на одну тонну реагента, тыс.т																					
5 Потокотклоняющие технологии																						
a	количество проведенных операций																			0	0	
б	дополнительная добыча нефти, тыс.т																			0,0	0,0	



Продолжение таблицы 4.2

6	Нестационарное заводнение																						
а	количество проведенных операций																				0	0	
б	дополнительная добыча нефти, тыс.т																				0,0	0,0	
Итого дополнительная добыча нефти, тыс.т (по пунктам 1-6)		81,2	0,0	0,6	0,6	0,6	0,6	60,8	154,2	134,7	149,7	103,3	88,1	73,9	63,7	55,3	18,9	9,4	7,5	2,6	924,5	1005,7	
7	Прочие методы, том числе:																						
7.1 Оптимизация работы насосного оборудования																							
а	количество проведенных операций	53	2	2	2	2	2	5	5	5	5	5	5	5	5	2	2				54	107	
б	дополнительная добыча нефти, тыс.т	153,0	2,2	2,1	2,1	2	1,9	4,5	3,5	2,5	1,7	1,6	1,4	1,2	1,1	0,4	0,3				28,5	181,5	
7.2 Водо-изоляционные работы и ремонтно-изоляционные работы																							
а	количество проведенных операций	16	2	1	1	1	1	1	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	1		37	53	
б	дополнительная добыча нефти, тыс.т	14,8	1,0	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	1,5	1,4	1,3	1,2	1,2	1,2	1,1	1,1	1,1	0,7	0,4		15,7	30,5	
7.3 Перфорационные методы																							
а	количество проведенных операций	32		3	2	2	2	8			5			4							26	58	
б	дополнительная добыча нефти, тыс.т	183,7		6,2	4,3	4,1	3,8	13,4	10,5		4,2	3,9		2,5							52,9	236,6	
7.4 Выравнивание профиля приемистости																							
а	количество проведенных операций	4						3	3	3	3	3	3	3	3						24	28	
б	дополнительная добыча нефти, тыс.т	9,7						2,1	2,1	1,8	1,8	1,7	1,7	1,5	1,4						14,1	23,8	
Итого дополнительная добыча нефти по пункту 7, тыс.т																							
а	количество проведенных операций	105	4	6	5	5	5	17	11	11	16	11	11	15	11	5	5	2	1	0	141	246	
б	дополнительная добыча нефти, тыс.т	361,2	3,2	8,8	6,9	6,6	6,2	20,5	17,6	5,7	9	8,4	4,3	6,4	3,6	1,5	1,4	0,7	0,4	0	111,2	472,4	
Итого дополнительная добыча нефти, тыс.т (по пунктам 1-7)		722,4	6,4	17,6	13,8	13,2	12,4	41,0	35,2	11,4	18,0	16,8	8,6	12,8	7,2	3,0	2,8	1,4	0,8	0,0	1035,7	1478,1	

В 2015 году основные фактические показатели практически не отличались от проектных. Фактическая годовая добыча нефти составила 105,9 тыс.т, что на 2,6% выше проектной величины 103,2 тыс.т. Добыча жидкости составила 1293,6 тыс.т, что на 18,4% больше чем проектная величина 1092,3 тыс.т. Проектный уровень добычи нефти в 2015 г. был достигнут несмотря на меньший дебит нефти добывающих скважин (5,6 т/сут. по факту против 6,3 т/сут по проекту) благодаря большему фонду действующих добывающих скважин, в связи с дополнительными ГТМ проведенными на месторождении, такими как ППР, ПВЛГ, ВБД.

Фактический объем закачки совпадает с проектным и составил 423,1 тыс.м<sup>3</sup>, при фактическом фонде действующих нагнетательных скважин пять единиц, что соответствует проектной величине.

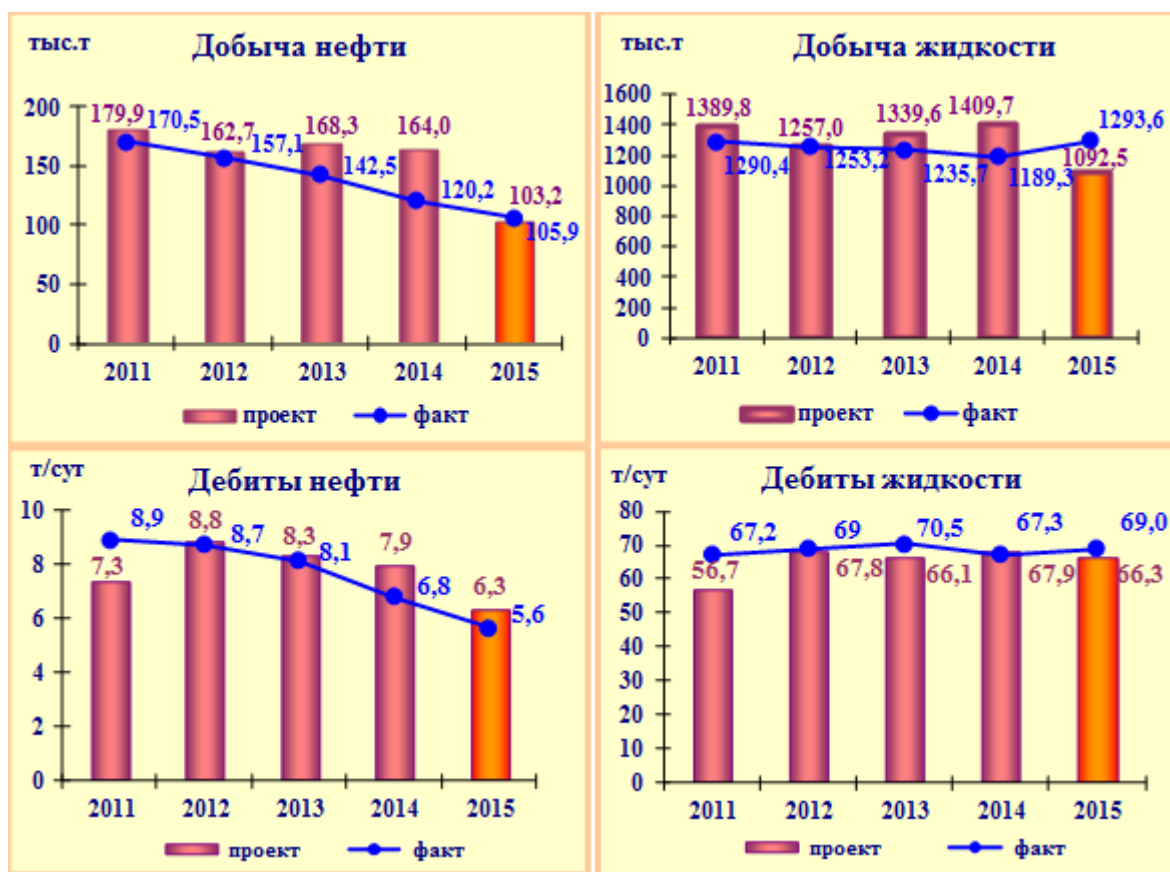




Рисунок 4.3 - Сравнение основных проектных и фактических показателей разработки Ульяновского месторождения в целом за 2011 -2015 гг.

## **5 Дальнейшие варианты разработки месторождения в целом**

Всего по объектам и месторождению в целом рассмотрено три варианта разработки:

- вариант базовый предусматривает разработку месторождения при сложившейся системе разработки;

- вариант 1 предусматривает реализацию проектных решений действующего проектного документа «Дополнение к технологическому проекту разработки Ульяновского газонефтяного месторождения Самарской области», с учетом изменений в существующей системе разработки по состоянию на 01.01.2016 г.;

- вариант 2 (рекомендуемый) предусматривает бурение добывающих скважин и боковых стволов с целью вовлечения в разработку недренируемых участков залежи, выполнение программы ГТМ (РИР, ОПЗ, переводы и приобщения, ввод из бездействия добывающих скважин). В рекомендуемом варианте увеличен фонд скважин для бурения в пределах Южно-Ульяновского и Елховатского куполов с переносом на более ранний период – с 2022-2023 гг. на 2020-2021 гг. Сроки бурения горизонтальной скважины №300 на Ульяновском куполе по рекомендуемому варианту совпадают с вариантом 1.

### **Месторождение в целом**

Вариант базовый представляет собой сумму базовых вариантов по всем объектам А-3, А-4, С-I'+С-I, С-IA+С-II+С-IV Ульяновского купола, А-3 Южно – Ульяновского купола, С-IA Елховатского купола.

Общий фонд скважин – 100, из них 59 добывающих, пять нагнетательных, 25 пьезометрических, одна наблюдательная, пять поглощающих, пять ликвидированных.

Накопленный отбор нефти составит к 2097 г. 16606 тыс.т., срок разработки – 82 года.

КИН – 0,479 (не достигается утверждённый – 0,536).

Вариант 1 представляет собой сумму первых вариантов по всем объектам А-3, А-4, С-I<sup>1</sup>+С-I, С-IA+С-II+С-IV Ульяновского купола, А-3 Южно – Ульяновского купола, С-IA Елховатского купола и предусматривает:

- бурение четырех скважин, в.т.ч одной зависимой горизонтальной;
- бурение 10 боковых стволов;
- переводы на другие горизонты – 11 скважин;
- ввод из бездействия и из пьезометрического фонда под добычу – девять скважин;
- перевод пьезометрической скважины в поглощающий фонд;
- КРС на двух поглощающих скважинах;
- РИР на двух нагнетательных скважинах с изоляцией пласта С-IV и ГРП по пласту С-IA;
- оптимизация закачки в четырех нагнетательных скважинах;
- перевод ликвидированной скважины под добычу газа;
- ликвидация нагнетательной скважины;
- перевод одной пьезометрической скважины в наблюдательные.

Предусматриваются физико-химические методы повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи: ОПЗ, водо – изоляционные и ремонтно – изоляционные работы, оптимизация работы насосного оборудования, выравнивание профиля приемистости нагнетательных скважин.

Общий фонд скважин – 104, в т.ч. 77 добывающих, пять нагнетательных, 10 пьезометрических, шесть поглощающих, пять ликвидированных, одна газовая. Фонд для бурения – четыре добывающих скважины (из них одна горизонтальная), девять БС.

Накопленная добыча нефти к 2150 г. составит 18242 тыс.т., срок разработки 135 лет.

КИН – 0,527 (не достигается утверждённый – 0,536).

Вариант 2 рекомендуемый представляет собой сумму вторых вариантов по всем объектам А-3, А-4, С-І'+С-І, С-ІА+С-ІІ+С-ІV Ульяновского купола, А-3 Южно – Ульяновского купола, С-ІА Елховатского купола.

Общий фонд скважин – 107, в т.ч. 78 добывающих, 7 нагнетательных, 10 пьезометрических, 6 поглощающих, 5 ликвидированных, 1 газовая.

Фонд для бурения – шесть добывающих скважин (в т.ч. одна горизонтальная), одна нагнетательная с отработкой на нефть, восемь боковых стволов.

Предусматриваются следующие мероприятия:

- бурение шести добывающих скважин, в т.ч. трех зависимых, одной зависимой горизонтальной;
- бурение одной зависимой нагнетательной скважины с отработкой на нефть;
- бурение восьми боковых стволов;
- переводы на другие горизонты – 20 скважин;
- приобщение вышележащего пласта в добывающей скважине;
- приобщение вышележащего пласта в нагнетательной скважине;
- ввод под добычу семи пьезометрических скважин;

- перевод одной пьезометрической скважины в поглощающий фонд;
- перевод под закачку воды одной добывающей скважины;
- оптимизация закачки в четырех нагнетательных скважинах;
- перевод ликвидированной скважины под добычу газа;
- перевод пьезометрической скважины в наблюдательные;
- перевод 29 добывающих скважин в пьезометрический фонд;
- перевод нагнетательной скважины в пьезометрический фонд.

Предусматриваются физико-химические методы повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи: ОПЗ, водо – изоляционные и ремонтно – изоляционные работы, оптимизация работы насосного оборудования, выравнивание профиля приемистости нагнетательных скважин.

Максимальная годовая добыча нефти будет достигнута в 2020 году – 148,1 тыс.т. при уровне годового отбора жидкости – 1861,9 тыс.т и обводненности 92,1%.

Прогнозный период разработки – 67 лет до 2082 года.

Накопленная добыча нефти к 2082 году составит 18581 тыс.т., КИН – 0,536 (достигается утверждённый - 0,536).

#### Газовый объект КС (газовая залежь)

Газовая залежь находится в нераспределенном фонде, в разработке не участвовала. Фонд скважин отсутствует. Рекомендуются один вариант разработки: ввод в разработку газовой залежи в 2038 г. после получения недропользователем лицензии на право добычи газа.

Рекомендуется восстановить разведочную скважину №21, ликвидированную после бурения, перевести ее с пласта С-1А на пласт КС калиновской свиты для добычи газа.

Вариант 1 (рекомендуемый) предусматривает выполнение следующих ГТМ:

- разликвидация ранее пробуренной разведочной скважины № 21 с переводом на КС в 2038 г.

Общий фонд скважин – одна газовая.

Накопленная добыча свободного газа в 2103 году составит – 165 млн.м<sup>3</sup>. Срок разработки -89 лет при 100% выработки начальных извлекаемых запасов.



## 6 Расчет обработки забоя скважин соляной кислотой

Расчет кислотной обработки призабойной зоны скважины сводится к определению объемов рабочего раствора соляной кислоты выбранной концентрации, количества воды, которая необходима для его приготовления, количества различных добавок к рабочему раствору, ингибиторов коррозии, стабилизаторов и интенсификаторов. Необходимо определить количество соляной кислоты и других химреагентов для обработки нефтяной скважины  $N$ , имеющей следующие характеристики: глубина скважины  $H$ , эффективная мощность пласта  $h$ , внутренний диаметр скважины  $D_v$ , внутренний диаметр НКТ  $d_v$ , концентрация кислоты для обработки  $x$ , норма расхода кислоты на 1 м пласта  $N=1,2[10]$ .

Глубина  $H = 3111$  м; эффективная мощность пласта  $h = 25$  м; внутренний диаметр скважины  $D = 0,154$  м; диаметр НКТ  $d = 0,05$  м

Определение необходимого количества химикатов: для заданных условий принимаем концентрацию кислоты 12%. При средней норме расхода этой кислоты  $1,2 \text{ м}^3$  на 1 м интервала обработки общий объем соляной кислоты составит  $1,2 \text{ м} \cdot 25 = 30 \text{ м}^3$ .

### 6.1 Расчет количества химикатов и воды

На приготовление  $6 \text{ м}^3$  8%-ного солянокислотного раствора требуется 1840 кг 27,5%-ной  $\text{HCl}$  и  $4,38 \text{ м}^3$  воды (табл.5.1).

Таблица 6.1 - Количество кислоты и воды для приготовления раствора.

Объем разведенной кислоты, $\text{м}^3$	Концентрация разведенной кислоты, %			
	8	10	12	14
6	1840/4,38	2330/3,96	2830/3,52	3320/3,40

8	2460/5,84	3110/5,28	3770/4,68	4400/4,16
10	3080/7,30	3890/6,60	4720/5,87	5560/5,14

На 30 м<sup>3</sup> 8%-ного солянокислотного раствора необходимо концентрированной HCl воды

$$W_k = \frac{1840 \cdot 30}{6} = 9200 \text{ кг}, (6.1.1)$$

$$V = \frac{4,38 \cdot 30}{6} = 21,9 \text{ м}^3, (6.1.2)$$

На предприятии используются рассчитанные объемы кислоты, необходимые для проведения обработки (табл.11).

Таблица 6.2 – Затарка кислотников и кислотовозов.

	Требуемая к-я	Товарная форма	35,0	м <sup>3</sup>
соляная кислота	10%	24%	14,58	м <sup>3</sup>
лимонная кислота	2,0%	100%	0,700	тн
плавиковая кислота	2,0%	36%	1,944	м3
ингибитора коррозии "АКВАТЭК-Стандарт"	0,5%	100%	0,175	м <sup>3</sup>
Софлексил ИКГ-ПАВ	0,00%	100%	0,0000	м <sup>3</sup>
тех. вода (ρ = 1,03 г/см <sup>3</sup> )	0		17,597	м <sup>3</sup>

Количество концентрированной товарной соляной кислоты для 10%-ного солянокислотного раствора может быть так же найдено по формуле

$$W_k = \frac{AxxW(B-z)}{Bz(A-x)}, (6.1.3)$$

где A=214 и B=226 – числовые коэффициенты для кислоты 8%-ной концентрации; x – 8%-ная концентрация солянокислотного раствора; z – 27,5%-ная концентрация товарной кислоты; W=30 м<sup>3</sup> – объем кислотного раствора.

Таблица 6.3 - Значения коэффициентов А и Б

z, x	Б, А	z, x	Б, А
5,15-12,19	214,0	29,95-31,52	227,5
13,19-18,11	218,0	32,10-33,40	229,5
19,06-24,78	221,5	34,42-37,22	232,0
25,75-29,57	226,0	-	-

Примечание: x - концентрация соляно кислотного раствора, %

z - концентрация товарной кислоты, %.

Следовательно,

$$W_k = \frac{214 \cdot 8 \cdot 30 \cdot (226 - 27,5)}{226 \cdot 27,5 \cdot (214 - 8)} = 7,96 \text{ м}^3, \quad (6.1.4)$$

принимаем  $W_k = 8 \text{ м}^3$ .

В качестве ингибитора принимаем уникол У-2. необходимое количество уникола определяется по формуле

$$Q = \frac{74bxW}{A - x}, \quad (6.1.5)$$

где b – процент добавки уникола к соляной кислоте (для уникола У-2 принимают 5% по объему от количества концентрированной кислоты, для уникола М-Н – 1% и для У-К – 0,3%); x – 8%-ная концентрация солянокислотного раствора;  $W=30 \text{ м}^3$  – объем кислотного раствора; А – числовой коэффициент принимаемый равным 214 для 8%-ной концентрации кислоты.

Следовательно,

$$Q = \frac{74 \cdot 5 \cdot 8 \cdot 30}{214 - 8} = 431 \text{ л}, \quad (6.1.6)$$

Против выпадения из солянокислотного раствора содержащихся в нем солей железа добавляют уксусную кислоту в количестве

$$Q_{у.к.} = \frac{1000bW}{C}, \quad (6.1.7)$$

где  $b$  – процент добавки уксусной кислоты к объему раствора;  
 $W=30 \text{ м}^3$  – объем солянокислотного раствора;  $C$  – концентрация уксусной кислоты (принимаем 80%).

Следовательно,

$$Q_{у.к.} = \frac{1000 \cdot 1,5 \cdot 30}{80} = 562,5 \text{ л}, \quad (6.1.8)$$

Для растворения содержащихся в породе кремнистых соединений и предупреждения их выпадения в виде геля кремниевой кислоты добавляется к соляной кислоте плавиковая кислота в количестве

$$Q_{п.к.} = \frac{1000bW}{m}, \quad (6.1.9)$$

где  $b$ -процент добавки плавиковой кислоты к объему раствора (1%);  
 $W=30 \text{ м}^3$  – объем солянокислотного раствора;  $m$  – концентрация товарной плавиковой кислоты в процентах содержания  $\text{HF}$  (обычно  $m=60\%$ ). Отсюда следует, что

$$Q_{п.к.} = \frac{1000 \cdot 1 \cdot 30}{60} = 500 \text{ л}, \quad (6.1.10)$$

В товарной соляной кислоте второго сорта содержится примесь серной кислоты в количестве до 0,6%, которая после реакции ее с углекислым кальцием образует гипс, выпадающий в виде кристаллов, закупоривающих поры пласта.

Против выпадения гипса добавляется к соляной кислоте хлористый барий в количестве

$$Q_{хх.} = 21,3W\left(\frac{ax}{z} - 0,02\right), \quad (6.1.11)$$

где  $W=30 \text{ м}^3$  – объем солянокислотного раствора;  $a = 0,6\%$ – содержание  $\text{SO}_3$  в товарной соляной кислоте;  $x$  – 8%-ная концентрация солянокислотного раствора;  $z = 27,5\%$ -ная – концентрация товарной кислоты;

$$Q_{\text{хх.}} = 21,3 \cdot 30 \left( \frac{0,6 \cdot 8}{27,5} - 0,02 \right) = 98,75 \approx 100 \text{ кг}$$

В качестве интенсификатора для понижения поверхностного натяжения применяем препарат ДС (детергент советский), который одновременно является ингибитором и наиболее активным понизителем скорости реакции соляной кислоты с породой. Большое снижение скорости реакции является причиной более глубокого проникновения кислоты в пласт.

Необходимое количество ДС составляет 1–1,5% от объема солянокислотного раствора (принимаем 1%). Это дает

$$30 \text{ м}^3 \cdot 0,01 = 0,3 \text{ м}^3 \text{ или } 300 \text{ л.}$$

Количество воды для приготовления принятого объема солянокислотного раствора

$$V = W - W_{\text{к}} - \sum Q_{\text{м}^3} \quad (6.1.12)$$

где  $W_{\text{к}}$  – объем солянокислотного раствора;

$W_{\text{к}} = 8 \text{ м}^3$  – объем концентрированной товарной соляной кислоты:

$\sum Q = 431 + 562,5 + 500 + 25 + 300 = 1818,50 \text{ л} \approx 1,82 \text{ м}^3$  – суммарный объем всех добавок солянокислотного раствора.

$$V = 30 - 8 - 1,82 = 20,18 \text{ м}^3.$$

Объем 1 м ствола скважины внутренним диаметром 0,154 м составляет  $0,0186 \text{ м}^3$  ( $0,785 \cdot 0,154^2 \text{ м}^2$ ), а объем 12 м зумпфа составляет  $0,223 \text{ м}^3$ .

После приготовления солянокислотного раствора проверяется при помощи ареометра полученная концентрация раствора  $\text{HCl}$ , а если она не соответствует заданной, добавляется вода или концентрированная кислота.

Количество добавляемой воды при концентрации  $\text{HCl} > 8\%$  определяется по формуле

$$q_B = \frac{(p_2 - p)W}{p - 1}, \quad (6.1.13)$$

а количество добавляемой соляной кислоты, если концентрация  $\text{HCl} < 8\%$ , – по формуле

$$q_B = \frac{(p - p_1)W}{p_3 - p}, \quad (6.1.14)$$

где  $q_B$  и  $q_K$  – объемы добавляемой воды и концентрированной кислоты в  $\text{м}^3$ ;  $W$  – объем солянокислотного раствора 8%-ной концентрации;  $p$  – плотность раствора заданной концентрации;  $p_1$  и  $p_2$  – плотность приготовленного раствора соответственно пониженной и повышенной концентрации;  $p_3$  – плотность концентрированной соляной кислоты.

Для закачки соляной кислоты необходимо, чтобы скважина была заполнена нефтью. Также требуется, чтобы она заполнила выкидную линию диаметром 0,05 м, длиной 100 м ( $0,00198 \cdot 100 = 0,2 \text{ м}^3$ ) от насосного агрегата, промывочные трубы диаметром 0,05 м, длиной 1085 м ( $0,00198 \cdot 1090 = 2,16 \text{ м}^3$ ) и нижнюю часть скважины от подошвы до кровли пласта ( $0,0186 \cdot 25 = 0,465 \text{ м}^3$ ), а всего  $2,825 \text{ м}^3$ . Затем устье скважины герметизируется и раствор под давлением закачивается в призабойную зону пласта. Для вытеснения всей соляной кислоты в пласт потребуется  $2,825 \text{ м}^3$  нефти.

После продавливания кислотного раствора в пласт закрывается задвижка на нагнетательной линии, скважина для реакции солянокислотного раствора с породой оставляется и по манометру контролируют скорость падения давления. Призабойная зона скважины очищается от продуктов реакции через поршневание или в процессе эксплуатации скважины. Затем скважину исследуют на приток для оценки эффективности проведенной солянокислотной обработки.

Необходимо проведение обработки в две стадии:

1) Для очистки и расширения трещин, находящихся вблизи ствола скважины, закачка небольшого объема (3 – 15 м<sup>3</sup>) соляной кислоты 12 – 15%-ной концентрации;

2) Для обработки удаленных зон пласта применение форсированной закачки соляной кислоты повышенной концентрации (20 – 25%) в объеме 20–30 м<sup>3</sup>.

При отсутствии положительного результата, особенно в условиях высокой пластовой температуры (до 150<sup>0</sup> С), обработку следует проводить нефтекислотной эмульсией, при которой время нейтрализации кислоты и радиус обработки значительно увеличиваются. Радиус проникновения кислоты в глубь пласта до ее нейтрализации при солянокислотной обработке может определяться следующим образом:

$$R_{np} = 0,5 \sqrt{\frac{V + 0,785k_{тр}d^2h}{0,785k_{тр}d^2h}} = 0,5 \sqrt{\frac{30 + 0,785 \cdot 0,005 \cdot 0,1^2 \cdot 50}{0,785 \cdot 0,005 \cdot 50}} = 6,2 \text{ м}, \quad (6.1.15)$$

где  $V = 30 \text{ м}^3$  – количество продавленного в пласт кислотного раствора;  
 $k_{тр}$  – коэффициент трещиноватости пород;  $d = 100 \text{ мм}$  – диаметр забоя скважины;  
 $h = 50 \text{ м}$  – эффективная мощность пласта.

Применение гидрофобных нефтекислотных эмульсий предотвращает в течение некоторого времени вступление кислоты в реакцию с породой,

сохраняя ее в дисперсном состоянии. Это позволяет доставить неотреагировавшую кислоту в более удаленные участки пласта.

Для защиты подземного оборудования скважин от солянокислотной коррозии следует применять в качестве ингибиторов уротропин (0,8%) плюс ингибитор И-1- А (1%), сохраняющие свои защитные свойства и при высокой температуре.

Эффект от проведения кислотных обработок скважины определяется как суммарное количество дополнительно полученной нефти после обработки

скважины кислотой за все время ее работы с повышенным дебитом. Кроме того, результаты обработки проверяются при помощи величины коэффициента продуктивности скважин до и после обработки при одинаковой депрессии.[17]



**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И  
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б4П	Томилову Григорию Викторовичу

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	Нефтегазовое дело
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 Нефтегазовое дело

**Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:**

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Основная цель экономической оценки заключается в обосновании выбора наиболее рационального варианта разработки месторождения, обеспечивающего возможно полное извлечение из пластов запасов нефти в рамках действующей налоговой системы</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>При проведении расчетов по оценке экономической эффективности дополнения к технологическому проекту разработки Ульяновского газонефтяного месторождения Самарской области использованы показатели для оценки проектных технологических решений в соответствии с «Методическими рекомендациями по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений» (утвержденных приказом МПР РФ №61 от 21.03.07), «Методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов» (Экономика, Москва, 2000г.), «Временными методическими рекомендациями по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья» (Москва, 2016 г.), а также с «Правилами разработки месторождений углеводородного сырья» (г. Москва, 2015г.).</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>НДС – 18,0% от цены на нефть. налог на имущество – 2,2% от среднегодовой стоимости основных фондов. налог на прибыль – 20,0% от налогооблагаемой прибыли.</i>

	<p>Налоги и платежи, учитываемые в составе эксплуатационных затрат:</p> <p>отчисления в фонд обязательного медицинского страхования – 5,1%;</p> <p>отчисления в фонд социального страхования – 2,9%;</p> <p>тариф на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профзаболеваний – 0,5%;</p> <p>отчисления в Пенсионный фонд – 22,0%, с 2018г. – 26,0%;</p> <p>плата за землю (налог на землю) – 478 тыс. руб./год,</p>
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	<p>Определения приоритетного варианта разработки месторождения и оценки его эффективности с позиции прибыльности для нефтяной компании и государства, на основе анализа конъюнктуры внешнего нефтяного рынка и фактических данных по реализации нефти и газа внутри страны</p>
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	<p>Капитальные вложения на разработку Ульяновского месторождения определены по следующим основным направлениям:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Строительство (бурение) скважин;</li> <li>- Обустройство добывающих/нагнетательных скважин;</li> <li>- Реконструкция скважин(ЗБС);</li> <li>- Организация системы ППД;</li> <li>- Затраты на новое строительство;</li> <li>- ОНСС (оборудование не входящее в сметы строек).</li> </ul>
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	<p>Целью экономической оценки варианта разработки является определение варианта обеспечивающего эффективность разработки месторождения и обоснование коэффициента извлечения нефти за проектный и рентабельный сроки разработки, определение рентабельно извлекаемых запасов УВС.</p>
<b>Перечень графического материала</b>	
<p>1. Структура капитальных вложений Ульяновского месторождения по рекомендуемому варианту</p> <p>2. Основные экономические показатели разработки Ульяновского месторождения</p> <p>3. Чистый дисконтированный доход Ульяновского месторождения, млн. руб. (за проектный срок)</p>	

4. Чистая дисконтированная прибыль Ульяновского месторождения, млн. руб. (за проектный срок)
5. Динамика чистого дисконтированного дохода Ульяновского месторождения

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Татьяна Святославовна	к.х.н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4П	Томилов Григорий Викторович		

## **7.Экономическая оценка вариантов разработки**

### **7.1 Методика и исходные данные для экономической оценки**

Основная цель экономической оценки заключается в обосновании выбора наиболее рационального варианта разработки месторождения, обеспечивающего возможно полное извлечение из пластов запасов нефти в рамках действующей налоговой системы, Закона РФ «О недрах», содержания лицензионного соглашения между недропользователем и государственными органами при соблюдении требований экологии, охраны недр и окружающей среды.

Экономическая оценка выполнена по каждому эксплуатационному объекту и месторождению в целом в динамике до конца разработки и дана оценка эффективности вариантов разработки за рентабельный срок.

Расчёт показателей экономической эффективности вариантов разработки Ульяновского месторождения производится в постоянных ценах без учёта инфляции, с установлением доли нефти реализуемой на внутреннем и внешнем рынках.

Для определения приоритетного варианта разработки месторождения и оценки его эффективности с позиции прибыльности для нефтяной компании и государства, на основе анализа конъюнктуры внешнего нефтяного рынка и фактических данных по реализации нефти и газа внутри страны, а также в соответствии с «Временными методическими рекомендациями по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья» (Москва, 2016 г.) установлены следующие базовые ценовые условия :

Базовая цена нефти на мировом рынке в данной работе принята на дату подготовки ПТД на уровне 46,2 долларов США за баррель;

Цена нефти на внутреннем рынке принята на уровне 13029,00 рублей за тонну в 2016 г., 14270,65 рублей за тонну с 2017 г. (без НДС);

Нефть реализуется на внешнем и внутреннем рынках в процентном соотношении 50:50;

Экономическая оценка производится при норме дисконта 15%, курс рубля принят в размере 66,8 рублей за доллар США.

## **7.2 Показатели экономической эффективности**

При проведении расчетов по оценке экономической эффективности дополнения к технологическому проекту разработки Ульяновского газонефтяного месторождения Самарской области использованы показатели для оценки проектных технологических решений в соответствии с «Методическими рекомендациями по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений» (утвержденных приказом МПР РФ №61 от 21.03.07), «Методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов» (Экономика, Москва, 2000г.), «Временными методическими рекомендациями по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья» (Москва, 2016 г.), а также с «Правилами разработки месторождений углеводородного сырья» (г. Москва, 2015г.).

Для экономической оценки использовались следующие основные показатели эффективности:

- *чистый доход (поток наличности) (ЧД, PV);*
- *чистый дисконтированный доход (дисконтированный поток денежной наличности) (ЧДД, NPV);*
- *чистая дисконтированная прибыль;*
- *внутренняя норма рентабельности (IRR);*

- индекс доходности затрат;
- индекс доходности инвестиций (PI);

В систему оценочных показателей включены:

- капитальные вложения на освоение месторождения;
- эксплуатационные затраты на добычу нефти и газа;
- прибыль от реализации;
- доход государства (налоги и платежи, отчисляемые в бюджетные и внебюджетные фонды РФ);
- прочие показатели, предусмотренные Регламентом составления проектных технологических документов и методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов.

В соответствии с этими документами принимается:

- **Чистый дисконтированный доход (дисконтированный поток денежной наличности) (ЧДД, NPV)** - сумма текущих годовых потоков, приведенных к начальному году, и выражается следующей формулой:

$$NPV = \sum_{t=1}^T \frac{D_t}{(1 + E_n)^{t-1}} = \sum_{t=1}^T \frac{(\Pi_t + A_t) - K_t}{(1 + E_n)^{t-1}}$$

где  $D_t$  – величина текущего денежного потока  $t$ -го года;

Величина потока денежной наличности ( $D_t$ ) представляет собой сумму прибыли от реализации в  $t$  –м году ( $\Pi_t$ ) и амортизационных отчислений ( $A_t$ ), уменьшенная на величину капитальных вложений направляемых на освоение нефтяного месторождения ( $K_t$ ).

$E_n$  - норматив дисконтирования, доли ед.;

**-Рентабельный срок разработки** – часть проектного срока разработки, в течение которого достигается максимальное положительное значение накопленного дисконтированного денежного потока пользователя недр;

**-Внутренняя норма возврата капитальных вложений (IRR)** представляет собой то значение нормы дисконта, при котором сумма чистого дохода от инвестиций равна сумме инвестиций, т.е. капиталовложения окупаются. Или другими словами, это то значение норматива дисконтирования, при котором величина суммарного потока наличности за расчетный срок равна нулю:

$$\sum_{t=1}^T \frac{D_t}{(1 + IRR)^{t-1}} = 0$$

Если IRR проекта выше нормы дисконтирования ( $E_n$ ), то проект считается эффективным. Чем выше внутренняя норма рентабельности, тем выше эффективность вложения капитала. IRR не может быть вычислена в следующих ситуациях: все значения годового потока наличности отрицательны, все значения годового потока наличности положительны;

**-Индекс доходности** дисконтированных затрат характеризует экономическую отдачу вложенных средств и представляет собой отношение суммарных приведенных поступлений (прибыли от реализации нефти и амортизационных отчислений), т.е. суммарных дисконтированных денежных притоков к суммарному дисконтированному объему денежных оттоков.

**-Индекс доходности(PI)** дисконтированных инвестиций – отношение суммы дисконтированных элементов денежного потока от операционной деятельности к абсолютной величине дисконтированной суммы денежного потока от инвестиционной деятельности. PI равен увеличенному на

единицу отношению NPV к накопленному дисконтированному объему инвестиций;

- **Чистая дисконтированная прибыль** исчисляется как выручка от реализации, уменьшенная на величину эксплуатационных затрат с амортизационными отчислениями и общей суммы налогов, направленных в бюджетные и внебюджетные фонды, приведенная с помощью коэффициента дисконтирования к первому расчетному году.

$$П_t = \sum_{t=1}^T \frac{B_t - Э_t - H_t}{(1 + EН)^{t-1}},$$

где  $П_t$  - дисконтированная прибыль от реализации;

$B_t$  – выручка от реализации продукции в t-м году;

$Э_t$  - эксплуатационные затраты с амортизацией в t-м году;

$H_t$  – сумма налогов.

- **Доход государства** – налоги и платежи отчисляемые в бюджетные фонды страны.

Расчет прибыли от реализации продукции представлен в таблицах Приложения.

### 7.3 Макроэкономические показатели и расчёт чистых цен УВС

Средний уровень цен на нефть на экспортных рынках за июнь 2015г. – август 2016г. составил 46,2 долл. США/баррель, среднее значение обменного курса российского рубля за данный период – 66,8 руб./долл.

Таблица 7.3.1- **Макроэкономические показатели**

Цена нефти Юралс (Бренд)	Цена на ПНГ на внутреннем рынке (без НДС)	Обменный курс
долл./барр.	руб./1000 м <sup>3</sup>	руб./долл.
46,2	2980,6	66,8



Таблица 7.3.2- **Расчёт экспортного нетбека-нефть.**

Годы	Цена нефти Юралс (Бренд)	Транспортные затраты		Таможенная пошлина на нефть сырую	Коэффициент перевода из тонн в баррель	Обменный курс	Экспортный нетбек на нефть сырую
		долл./т	руб./т			руб./долл.	
2016 г.	46,2	48	3206,4	94,2	7,3	66,8	13029,00
с 2017 г.	46,2	48	3206,4	75,6	7,3	66,8	14270,65

Чистая цена нефти на внутреннем рынке Российской Федерации равна чистой цене нефти при реализации на экспорт.

#### **7.4 Система налогов и платежей**

Оценка эффективности разработки проведена в соответствии с налоговой системой, установленной в законодательном порядке.

Отчисления в бюджет (доход государства) складываются из следующих показателей:

НДС – 18,0% от цены на нефть. Налог на имущество – 2,2% от среднегодовой стоимости основных фондов.

Экспортная пошлина на нефть, рассчитанная в соответствии с Законом РФ «О таможенных тарифах» с учетом изменений в Законе № 239-ФЗ от 03.12.2012г., Постановлении Правительства РФ №276 от 29.03.2013г., №2 от 03.01.2014 гю, №1274 от 29.11.2014 г., №251 от 30.03.2016 г., а также в Законе № 263-ФЗ от 30.09.2013г. и статье 3.1 Закона РФ «О таможенном тарифе».

налог на прибыль – 20,0% от налогооблагаемой прибыли.

Налоги и платежи, учитываемые в составе эксплуатационных затрат:

отчисления в фонд обязательного медицинского страхования – 5,1%;

отчисления в фонд социального страхования – 2,9%;

тариф на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профзаболеваний – 0,5%;

отчисления в Пенсионный фонд – 22,0%, с 2018г. – 26,0%;

плата за землю (налог на землю) – 478 тыс. руб./год, по фактическим данным АО «Самаранефтегаз» за 2016 г.

налог на добычу полезных ископаемых (нефти).

Налог на добычу полезных ископаемых (нефти) рассчитан с учетом базовой ставки 857 и 919 рублей за тонну нефти, соответственно, в 2016 г. и с 2017 года, среднемесячной цены нефти 46,2 долл. США за баррель и курсе доллара 66,8 рублей, соответственно, в размере 6293,63 и 5051,95 рублей за тонну нефти. В расчетах учитывалась ставка НДС, рассчитанная в соответствии с ФЗ № 151-ФЗ от 27.07.2006 г. в зависимости от степени выработанности запасов с учетом Дм (показателя, характеризующего особенности добычи нефти). Учтены изменения в Законе № 158-ФЗ от 22.07.2008 г. (в пункте 1 статьи 342) , в Законе № 307-ФЗ от 27.11.2010 г. (пункт 2 статья 342) и в Законе № 263 - ФЗ от 30.09.2013 г.

#### **7.5 Оценка капитальных вложений, эксплуатационных и ликвидационных затрат**

Капитальные вложения и эксплуатационные затраты на добычу нефти по объекту разработки определены на основе объемных технологических показателей и принятых нормативов капитальных вложений и эксплуатационных затрат.

Капитальные вложения на разработку Ульяновского месторождения определены по следующим основным направлениям:

- Строительство (бурение) скважин;

- Обустройство добывающих/нагнетательных скважин;
- Реконструкция скважин(ЗБС);
- Организация системы ППД;
- Затраты на новое строительство;
- ОНСС (оборудование не входящее в сметы строек).

Капитальные вложения на эксплуатационное бурение рассчитаны на основании метража бурения и планируемой стоимости 1 метра проходки по АО «Самаранефтегаз».

По рекомендации заказчика в составе капитальных вложений по вариантам разработки учтены затраты ОНСС (оборудование не входящие в сметы строек) на поддержание базовой добычи (замена оборудования).

Капитальные вложения в нефтепромысловое обустройство месторождения определены исходя из физических объемов строительства объектов обустройства: сбора и транспорта нефти и газа, объектов электроснабжения, связи, автоматизации производства, объектов ППД.

Объемы и структура запланированных капитальных вложений за проектный срок разработки приведены в таблицах 7.5.1 и рис.7.5.1.

Таблица 7.5.1- Объёмы капитальных вложений по Уваровскому месторождению. Планируемые капитальные вложения, млн. руб.

<b>№ п/п</b>	<b>Направление капитальных вложений (без НДС)</b>	<b>базовый вариант</b>	<b>1 вариант</b>	<b>2 вариант</b>
<b>1</b>	Бурение новых скважин	<b>0,0</b>	<b>291,3</b>	<b>510,9</b>
<b>2</b>	Реконструкция скважин (ЗБС)	<b>0,0</b>	<b>414,9</b>	<b>331,9</b>
<b>3</b>	Оборудование не входящее в смету строек (ОНСС)	<b>1 880,6</b>	<b>3 095,8</b>	<b>2 327,0</b>
<b>4</b>	Новое строительство	<b>0,0</b>	<b>331,8</b>	<b>226,5</b>
	<b>И Т О Г О</b>	<b>1 880,6</b>	<b>4 133,8</b>	<b>3 396,3</b>

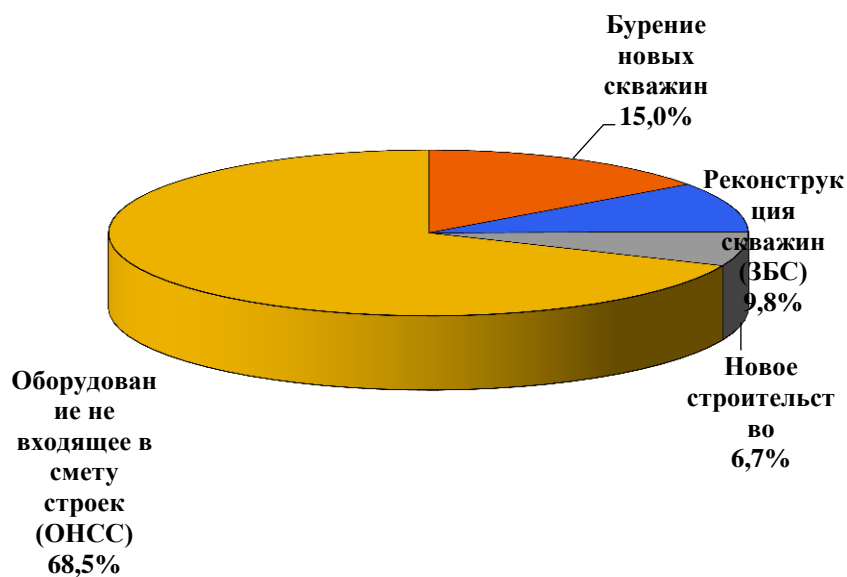


Рисунок 7.5.1 - Структура капитальных вложений Ульяновского месторождения по рекомендуемому варианту

При определении стоимости объектов использовались рекомендации заказчика касательно стоимости строительства отдельных объектов обустройства.

Удельные капитальные вложения в строительство скважин, строительство объектов промышленного обустройства и на оборудование, не входящее в сметы строек предоставлены АО «Самаранефтегаз», исходя из анализа фактических затрат по предприятию.

Нормативы эксплуатационных затрат на добычу нефти определены на основе отчетных данных статей калькуляции себестоимости добычи нефти АО «Самаранефтегаз» за 2015 г.

Эксплуатационные затраты в части амортизационных отчислений определены по нормам амортизации на полное восстановление основных фондов.

В составе эксплуатационных затрат были учтены затраты (по данным АО «Самаранефтегаз»): ПиП- 1827,3 тыс. руб./скв.-опер., КРС -2215,42 тыс. руб./скв.-опер., ВБД – 1660,44 тыс. руб./скв.-опер., ППД – 1346,4 тыс. руб./скв.-опер.

В структуре эксплуатационных затрат учтены также налоги и платежи: налог на добычу полезных ископаемых (нефть), отчисления в фонд социального страхования, в фонд обязательного медицинского страхования, в пенсионный фонд (в соответствии с изменениями тарифных ставок с 01.01.12 по федеральному закону №379-ФЗ от 03.12.11, в редакции от 13.07.2015г.), прочие налоги и платежи.

Оценка эффективности разработки Ульяновского месторождения проведена с учетом затрат на ликвидацию скважин и прочих объектов нефтепромыслового обустройства, а также расходов на рекультивацию земель.

Затраты на ликвидацию скважины приняты в размере 3065,5 тыс. руб. в расчете на одну скважину.

Действующий налоговый режим не предусматривает формирования специального ликвидационного фонда за счет регулярных отчислений, которые могли бы списываться недропользователем с налоговой базы при исчислении налога на прибыль.

Списанию подлежат только фактически осуществленные затраты на ликвидацию (консервацию) скважин и оборудования, а также затраты на рекультивацию территории (Налоговый Кодекс РФ, статья 265).

В настоящей работе ликвидационные затраты рассматривались как единовременные внереализационные расходы по факту выбытия фондов из эксплуатации, учитывались в расчетах и представлены как внереализационные расходы в таблицах Приложения.

Все необходимые для экономических расчётов удельные стоимостные показатели: нормативы капитальных вложений, текущих затрат, отчислений, макроэкономические показатели, цена нефти и газа приведены в таблице П. 7.1. Приложения «Исходные данные для расчета экономических показателей при разработке Ульяновского газонефтяного месторождения»

При оценке вариантов разработки Ульяновского месторождения в расчетах принято финансирование за счет собственных средств предприятия: прибыли, амортизационных отчислений.

### **Техническо-экономические показатели вариантов разработки**

В разделе представлено технико-экономическое обоснование вариантов разработки Ульяновского нефтяного месторождения.

По месторождению выполнена экономическая оценка трёх вариантов разработки (Б, 1, 2).

Базовый вариант – предусматривает дальнейшую разработку залежи при сложившейся системе, существующим фондом скважин на 01.01.2016 г.

1 вариант - предусматривает бурение четырёх добывающих скважин, десяти боковых стволов, переводы и приобщения, ввод из бездейстия, ППД, а так же проведение КРС.

2 (рекомендуемый) вариант – предусматривает бурение семи добывающих скважин, восьми боковых стволов, переводы и приобщения, ввод из бездейстия, ППД, а так же проведение КРС.

## **7.6 Технико-экономическое обоснование выбора рекомендуемого варианта**

Целью экономической оценки варианта разработки является определение варианта обеспечивающего экономическую эффективность разработки месторождения и обоснование коэффициента извлечения нефти за проектный и рентабельный сроки разработки, определение рентабельно извлекаемых запасов УВС.

По расчетным данным разработка Ульяновского месторождения эффективна по трем (Б,1, 2) из рассмотренных вариантов разработки при вышеуказанных условиях реализации нефти.

Технико-экономический анализ показателей разработки проведён за проектный (технологический) и рентабельный сроки.

Таблица 7.6.1– Основные экономические показатели разработки Ульяновского месторождения

Показатели	Рентабельный период			Проектный срок		
	Базовый	1 вариант	2 вариант	Базовый	1 вариант	2 вариант
Добыча нефти, тыс. т.	1928,2	3345,6	3947,8	2200,4	3836,3	4175,0
КИН	0,471	0,512	0,530	0,479	0,527	0,536
Чистый дисконтированный доход, млн. руб.	1644,9	2209,6	3612,5	1644,8	2210,1	3613,4
Чистая дисконтированная прибыль, млн. руб.	1711,4	2420,4	3810,8	1711,3	2420,3	3810,8
Доход государства дисконтированный (налоги и платежи), млн. руб.	6040,8	7912	10018,2	6041,4	7915,8	10022,1
Капитальные вложения, млн. руб.	1490,4	3336,9	3034,8	1880,6	4133,8	3396,3
Эксплуатационные затраты, млн. руб.	24993,9	40306,6	43378,3	29651	48786,7	47329,3



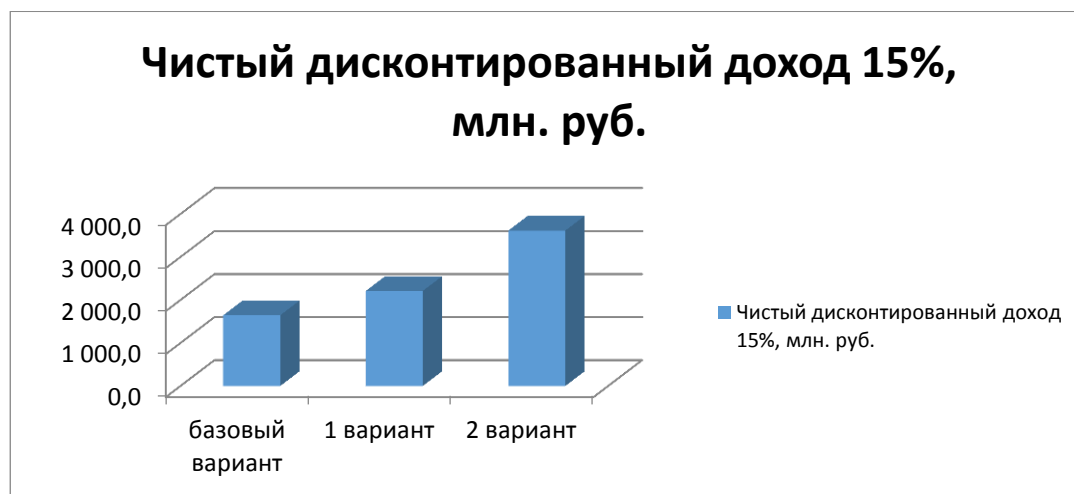


Рисунок 7.6.1 - Чистый дисконтированный доход Ульяновского месторождения, млн. руб. (за проектный срок)



Рисунок 7.6.2– Чистая дисконтированная прибыль Ульяновского месторождения, млн. руб.(за проектный срок)

## **Ульяновское месторождение в целом**

По Ульяновскому месторождению, выполнена экономическая оценка трёх вариантов разработки (Б, 1, 2).

Величина чистого дисконтированного дохода второго варианта разработки составит 3592,9 млн. руб., что на 1949,06млн. руб. больше чистого дисконтированного дохода базового варианта, на 1383,77 млн. руб. больше чистого дисконтированного дохода первого варианта. Дисконтированный доход государства по второму варианту составит 10018,5 млн. руб.

Проектный срок составляет 88 лет, КИН за этот период достигнет 0,536. Добыча нефти по варианту за проектный срок составит 4174,9 тыс. т.

Рентабельный период разработки месторождения составит 66лет, показатель чистого дисконтированного дохода за этот период составит 3593млн. руб., КИН за это период достигнет 0,536. Дисконтированный доход государства составит 10014,6млн. руб.

### **Определение рекомендуемого варианта разработки эксплуатационных объектов и месторождения в целом.**

Общим принципом определения рекомендуемого варианта разработки эксплуатационного объекта (ЭО) является расчёт интегрального показателя  $Топт$  для каждого варианта разработки (ЭО) :

$$Топт_{(i)} = Н_{кин(i)} + Н_{NPV(i)} + Н_{ДДГ(i)} , где$$

$Топт_{(i)}$  – интегральный показатель оптимальности варианта разработки ЭО.

$Н_{кин(i)}$  – нормативный коэффициент извлечения нефти ЭО для категории запасов  $A+B_1+B_2$

$$Н_{кин(i)} = К_{кин(i)} / \max (К_{кин(n)}) , где$$

$K_{кин(i)}$  - коэффициент извлечения нефти за рентабельный срок разработки (i) варианта.

$K_{кин(n)}$  - коэффициент извлечения нефти за рентабельный период варианта разработки ЭО.

$H_{NPV(i)}$  - нормированный ЧДД пользователя недр (i) варианта разработки для категории запасов  $A+B_1+B_2$

$$H_{NPV(i)} = NPV(i) / \max(NPV(n)) , \text{ где}$$

$NPV(i)$  – ЧДД пользователя недр (i) варианта за рентабельный период.

$NPV(n)$  - ЧДД пользователя за рентабельный период варианта разработки.

$H_{ДДГ(i)}$  – нормированный накопленный дисконтированный доход Государства (i) варианта.

$$H_{ДДГ(i)} = ДДГ(i) / \max(ДДГ(n)) , \text{ где}$$

$ДДГ(i)$  - накопленный дисконтированный доход Государства (i) варианта.

$ДДГ(n)$  - нормированный накопленный дисконтированный доход Государства варианта разработки.

Рекомендуемый вариант разработки определяется как вариант разработки с максимальным значением  $Топт$ . Расчет интегрального показателя  $Топт$  по вариантам разработки эксплуатационных объектов представлен в таблице 7.6.3. В данной таблице также выполнен расчет интегрального показателя для вариантов разработки месторождения в целом.

Вариант разработки ЭО, нерентабельность которого (отрицательное ЧДД) обоснована в ПТД, исключается из выбора рекомендуемого варианта при расчёте  $Топт$ .

Рентабельно извлекаемые запасы по месторождению в целом определяются как сумма рентабельных извлекаемых запасов для рекомендуемых вариантов разработки отдельных ЭО.

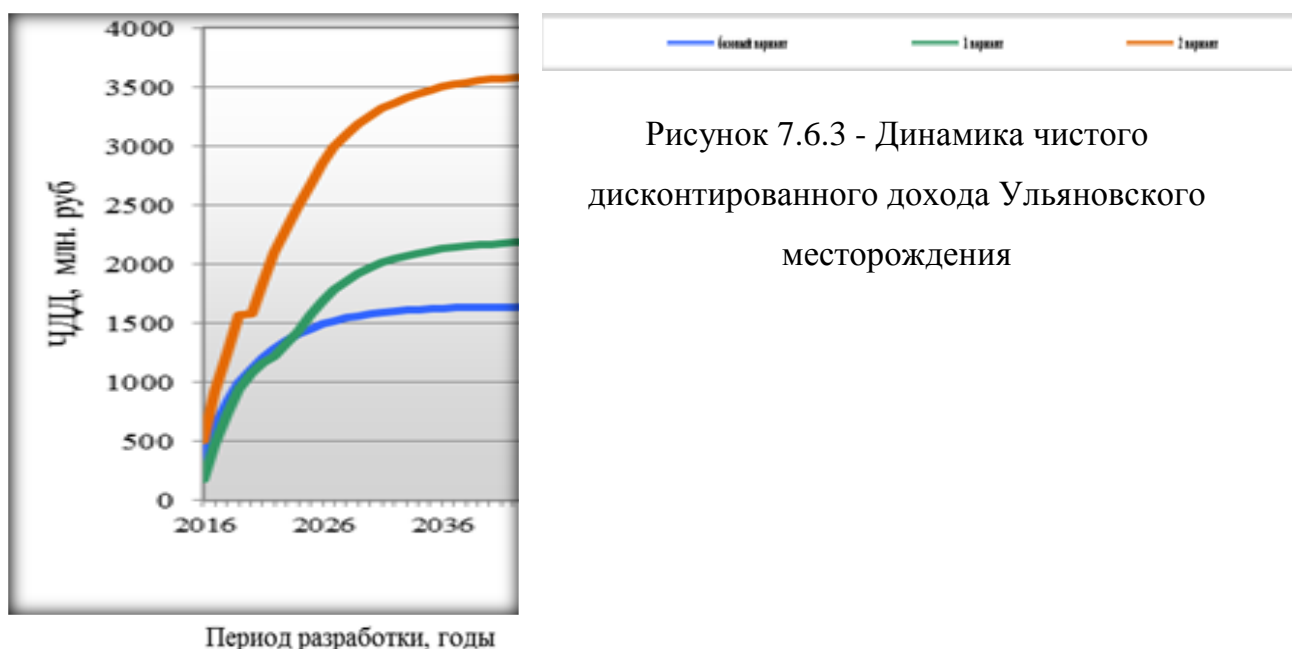
Таблица 7.6.2 -Расчёт интегрального показателя Т опт для вариантов разработки Ульяновского месторождения.

Параметр	Ед. изм.	Объекты разработки																				Месторождение в целом		
		КС Ульяновский купол		А-3 Ульяновский купол			А-4 Ульяновский купол			С-Г+С-І Ульяновский купол			С-Іа+С-ІІ+СІV Ульяновский купол			А-3 Южно-Ульяновский купол			С-Іа Елховатский купол					
		Варианты																						
		1	2	баз	1	2	баз	1	2	баз	1	2	баз	1	2	баз	1	2	баз	1	2	баз.вар	1 вар	2 вар
Коэффициент извлечения нефти(свободног о газа) за рентабельный период	дол и ед.	0,416	0,416	0,252	0,396	0,445	0,447	0,446	0,448	0,421	0,509	0,507	0,539	0,569	0,586	0,057	0,339	0,411	-	-	-	0,471	0,512	0,530
Чистый дисконтированный доход за рентабельный период (норма дисконта 15%)	млн . руб.	1,00	1,00	164,4	285,8	573,6	294,8	311,7	314,7	99,9	822,6	1155,5	424,6	655,3	1327,9	17,7	115,8	236,2	-	-	-	1645	2209	3612,47
Дисконтированный доход государства за рентабельный период (норма дисконта 15%)	млн . руб.	2,10	2,10	784,4	1591	1606	1006	1014	1027	1470,4	2391,3	3060,4	1794,3	2119,2	3177,1	127,4	550,3	787,9	-	-	-	6041	7912	10018,2
Nкин	дол и ед.	1	1	0,566	0,888	1	0,997	0,995	1	0,826	1	0,999	0,921	0,97	1	0,14	0,825	1	-	-	-	0,890	0,967	1
NNPV	дол и ед.	1	1	0,287	0,498	1	0,945	0,991	1	0,121	0,712	1	0,32	0,493	1	0,075	0,49	1	-	-	-	0,458	0,615	1
Nддг	дол и ед.	1	1	0,488	0,991	1	0,98	0,987	1	0,615	0,781	1	0,565	0,667	1	0,162	0,698	1	-	-	-	0,603	0,79	1
Интегральный показатель (Топт)	дол и ед.	3	3	1,341	2,377	3	2,922	2,973	3	1,562	2,493	2,999	1,806	2,130	3	0,377	2,013	3	-	-	-	1,951	2,372	3

Таблица 7.6.3– Рентабельно извлекаемые запасы Ульяновского месторождения

Показатели	А-3 Ульяновский купол	А-4 Ульяновский купол	С-I'+С-I Ульяновский купол	С-Ia+С-II+СIV Ульяновский купол	А-3 Южно-Ульяновский купол	С-Ia Елховатский купол	Месторождение
Рентабельно извлекаемые запасы, тыс. т	1 121,4	109,9	1 018,4	1 411,8	286,38	-	3 947,8

Динамика чистого дисконтированного дохода месторождения по вариантам разработки представлена на рисунке 7.6.3.



## 7.7 Анализ «чувствительности» проекта

Выполненная экономическая оценка предлагаемых вариантов разработки месторождения является предположительной, так как в течении проектного срока разработки возможно изменение таких основных исходных факторов, как цена реализации добываемого углеводородного сырья, как на внутреннем так и на внешнем рынках, необходимый объём капитальных вложений, уровень текущих затрат, стоимость денежных средств во времени, изменение части налоговых выплат, как при достижении

определённых параметров, позволяющих перейти на схему льготного налогообложения, так и при внесении законодательных изменений.

Для изучения возможных последствий воздействия этих факторов применяется анализ чувствительности инвестиционного проекта.

Анализ чувствительности – это направленный процесс варьирования ключевых предположений при прогнозировании денежных потоков с целью определения влияния, которое они могут оказывать на проектируемую доходность от данного инвестиционного проекта.

Для рекомендуемого варианта разработки месторождения проведён анализ чувствительности ЧДД пользователя недр, дохода государства, рентабельно извлекаемых запасов к изменению экономических условий реализации проекта: изменение цен реализации углеводородного сырья, капитальных затрат и текущих операционных расходов. Снижение и увеличение цены реализации, текущих затрат и капитальных

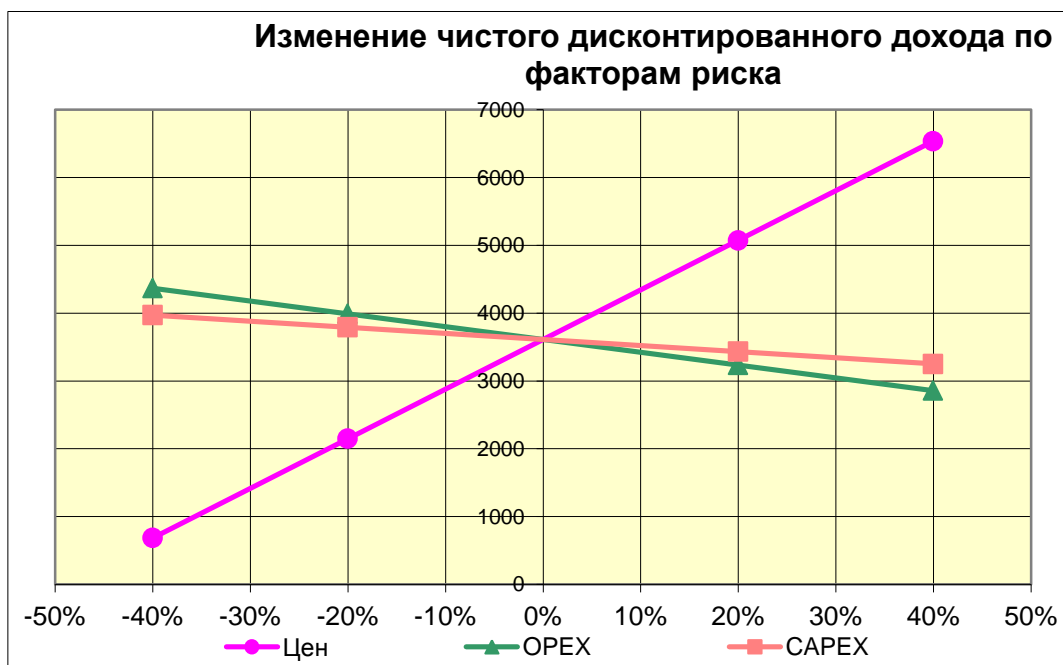


Рисунок 7.7.1– Изменение чистого дисконтированного дохода рекомендуемого варианта Ульяновского месторождения по факторам риска

Таблица 7.7.1-Анализ чувствительности Ульяновского месторождения (вариант 2)

колебания показателей (+, -) %%	чистый дисконтированный доход, млн. руб.	Дисконтированный доход государства, млн. руб.	Рентабельно извлекаемые запасы нефти, тыс. т
ставка дисконта 15%	3613,38	10022,13	3947,768
<b>Влияние изменения цены нефти</b>			
-40%	685,533	5650,924	2900,034
-20%	2149,7	7834,36	3772,698
+20%	5075,089	12204,179	4168,117
+40%	6537,728	14389,144	4168,117
<b>Влияние изменения капитальных затрат</b>			
-40%	3972,065	9978,95	4168,117
-20%	3792,252	9999,088	4168,117
+20%	3432,608	10039,38	3917,334
+40%	3252,777	10059,536	3884,771
<b>Влияние изменения текущих затрат</b>			
-40%	4368,006	10208,103	4168,117
-20%	3990,228	10113,659	4168,117
+20%	3234,608	9924,834	3884,771
+40%	2856,74	9830,479	3733,039

Анализ показал, что при изменении факторов, влияющих на уровень основных экономических показателей разработки, рекомендуемый вариант устойчив (NPV положительный) к рассматриваемым факторам риска.

В целом выполненная работа показала, что разработка Ульяновского месторождения по рекомендуемому варианту при экономических условиях принятых в расчете экономически эффективна.



## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4П	Томилову Григорию Викторовичу

<b>Школа</b>	ИШПР	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	Нефтегазовое дело
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 Нефтегазовое дело

### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения.

В ВКР объектом исследования являются ГТМ, все мероприятия которых, проводятся на Ульяновском газонефтяном месторождения.

### Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

#### 1. Производственная безопасность

1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:

- физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;
- действие фактора на организм человека;
- приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);
- предлагаемые средства защиты;
- (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства).

#### Вредные факторы:

- Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу
- Превышение уровня шума
- Превышение уровня вибрации
- Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе
- .

1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:

- механические опасности (источники, средства защиты);
- термические опасности (источники, средства защиты);
- электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);
- пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные

#### Опасные факторы:

- Возможность получения механических травм
- Высокая пожароопасность
- Возможность поражения электрическим током
- Работа с объектами находящимися под высоким давлением

#### Средства защиты:

Для защиты от вредного химического воздействия могут быть применены противогазы и респираторы.

средства пожаротушения).	Противошумные наушники и беруши применяются для защиты органов слуха
<b>2. Экологическая безопасность:</b> - защита селитебной зоны - анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); - разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	Экологическая безопасность: - Мероприятия по охране атмосферного воздуха - Мероприятия по обеспечению требований в области охраны водных объектов - Мероприятия по обеспечению требований в области охраны почв, растительности и животного мира
<b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b> разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.	<b>Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b> - Мероприятия по минимизации возможных аварийных ситуаций и последствий их воздействия на экосистему региона
<b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> - специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	<b>Рассмотрены нормы и требования</b> ПБ 08-624-03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» ПБ 03-585-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» ПБ 07-601-03 «Правила охраны недр» Постановление Госгортехнадзора РФ от 06.06.03 г. № 71 Постановление Госгортехнадзора России от 10.06.03 г. № 80
<b>Перечень графического материала:</b>	

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОКД ИШНКБ	Вотрушина Анна Николаевна	к.х.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4П	Томилов Григорий Викторович		

## **8 Социальная ответственность**

Цель данного раздела, создать оптимальные нормы мероприятий, для улучшения и обеспечения безопасности человека, и его труда, а также сохранения и продления его работоспособности в процессе деятельности, а также обеспечение охраны окружающей среды.

Так как производственная среда и среда рабочего места, должны быть организованы по специальным требованиям техники безопасности, и различным нормам, при выполнении раздела учитывались действующие комплекты документов нормативной и технической документации. В этой ВКР объектом исследования является кустовая площадка Ульяновского месторождения, на которой производятся различные мероприятия и операции по извлечению нефти, и увеличению ее притока. Были рассмотрены всевозможные ЧС, которые могут возникнуть на площадке, и меры их предупреждения и ликвидации

### **8.1 Производственная безопасность**

В перечень обязанностей администрации предприятия, входит обеспечение надлежащего технического состояния оборудования, а также создание для него условий работы, соответствующие различным правилам по охране труда, правилам по ТБ, санитарным правилам и т.д.

Опираясь на ГОСТ 120003-74, все вредные и опасные факторы, воздействующие при мероприятиях проводимых на кустовой площадке, можно подразделить по нескольким группам: механические, физические, химические, психофизиологические. [7]

### **8.1.1 Анализ вредных факторов и мероприятия по их устранению**

#### **Повышенный уровень шума**

Всякий нежелательный звук принято называть шумом. Он оказывает вредное воздействие на человека, в первую очередь на ЦНС и сердечно-сосудистую систему, а также значительно снижает работоспособность.

На кустовой площадке Ульяновского месторождения при проведении ГТМ, основными источниками шумов будут являться различная техника, в частности насосные агрегаты используемые для большинства операций со скважинами.

Шум от насосных агрегатов во время проведения ГТМ, может достигать до 110-120 дБ, что сильно превышает эквивалентный уровень шума по отечественным нормативам равным 80 дБ. Если бы рабочие проводили под таким шумом более 5 часов рабочего времени ежедневно, возможно в будущем некоторые из них столкнулись бы с проблемами со слухом, некоторые, даже с потерей.

Из рекомендуемых мер по снижению шумового воздействия на рабочих, на кустовой площадке Ульяновского месторождения, используются применение СИЗ органов слуха, наушников, вкладышей, и специальных шлемов оборудованных наушниками.

#### **Повышенный уровень вибрации**

Вибрационному воздействию на кустовой площадке подвергаются лишь те рабочие, работающие непосредственно на различной крупной технике, используемой для различных операций таких как например, спуск и подъем труб при капитальном и подземном ремонте скважин. Техника используемая для успешного проведения ГТМ также может быть причиной вибрационного воздействия, например насосные агрегаты, бетонные агрегаты, техника для гидравлического разрыва пласта, и для различных типов перфораций. Вибрация может нарушить деятельность сердечно-сосудистой и нервной системы, а у людей, которые были подвержены

длительному воздействию с предметами, излучающими механические колебания, может возникнуть так называемая вибрационная болезнь.

Нормируется вибрация с помощью ГОСТ 12.1.012-90 «Вибрационная безопасность» которая регламентирует уровни общей и локальной вибрации. Само же нормирование осуществляется в октавных диапазонах с различными среднегеометрическими частотами и различается величинами допустимых уровней колебательных скоростей [10].

Гигиенические нормы уровней вибрации в таблице 7.1.1 по ГОСТ 12.1.012-90

Таблица 7.1.1 – Нормы уровней

Вид вибрации	Допустимый уровень колебательных скоростей, дБ										
	1	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500	1000
Общая	-	108	99	93	92	92	92	-	-	-	-
Локальная вибрация	-	-	-	115	109	109	109	109	109	109	109

На кустовой площадке Ульяновского месторождения применяются методы коллективной защиты от вибрации. Все мероприятия проводимые с помощью машин излучающих механические колебания, выполняются с помощью дистанционного управления, также на некоторой технике предусмотрена штатная виброизоляция источника вибрации.

### **Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу**

Химические вещества можно разделить на несколько групп: токсические, раздражающие, sensibilizing (аллергия), канцерогенные (развитие опухолей), мутагенные (изменение ДНК человека). Попадают химические вещества в организм или через дыхательные пути, ЖКТ или через кожу. Самый распространенный путь проникновения, через дыхательные пути. Попадая в организм, химические вещества растворяются

в крови, и могут накапливаться в организме, вызывая ряд различных заболеваний.

Работникам нефтегазовой отрасли, в частности работникам Ульяновского месторождения приходится часто сталкиваться и контактировать с различными химическими веществами. Сама по себе нефть, добычу которой ведут на месторождении, является вредным химическим веществом, с которым необходимо соблюдать осторожность. Большая концентрация вредных химических веществ в АГЗУ. Также подвергнуться химическому воздействию могут люди работающие на установках подготовки воды, нефти и газа, где для отделения фракций друг от друга, могут использоваться различные ингибиторы и эмульгаторы, состоящие из сложных химических веществ, чаще всего вредных для человека. Еще вредному химическому воздействию могут подвергнуться операторы по добычи, проводящие химическую промывку скважин, с помощью различных приборов-дозаторов, которые ведут закачку химического вещества в скважину. При ГТМ работники сталкиваются с химическим воздействием при мероприятиях называемых СКО (соляно-кислотная обработка) скважины.

Основной величиной экологического нормирования содержания вредных химических является предельно допустимая концентрация (ПДК) – мг/м<sup>3</sup>. ПДК вредных веществ в воздухе рабочей зоны: нефть – 100 мг/м<sup>3</sup>, уайт-спирит – 300 мг/м<sup>3</sup>, бензол – 5мг/м<sup>3</sup>, С1-С5 – 3 мг/м<sup>3</sup>, сероводород – 10 мг/м<sup>3</sup>, хлор – 1 мг/м<sup>3</sup>. На Ульяновском месторождении применяют СИЗ и средства коллективной защиты для уменьшения химического воздействия на рабочих. Из средств индивидуальной защиты применяются: очки, спецодежда, шланговые и гражданские противогазы. В АГЗУ, установлена вентиляционная система, очищающая воздух от вредных химических веществ [8].

### **Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе.**

Из параметров характеризующих климат и оказывающих влияние на организм человека можно отнести такие условия как температура, скорость ветра, барометрическое давление, влажность.

Способность человеческого организма поддерживать постоянной температуру тела при изменении параметров климата и при выполнении работы, называется терморегуляцией. Для оптимального поддержания терморегуляции, необходима температура тела в пределах 36 °С. Различные среды, по различному влияют на организм, так например, при продолжительном нахождении работника в среде с высокой температурой, значительно увеличивается вероятность перегрева организма, что также может вызвать гипертермию, которая может в дальнейшем вызвать тепловой удар, и работник может даже потерять сознания. Высокая влажность, как и высокая температура, значительно усложняет условия работы для человека. При сочетании этих двух значений, работать становится сложнее в двойне, так как из-за высокой влажности пот может незначительно испаряться.

Низкая температура, также как и высокая вызывает неблагоприятное воздействие на организм. Наиболее опасное для человека, явление гипотермия, вызывается продолжительной работой в условиях низкой температуры. Для избежания переохлаждения работникам рекомендуется находится на холоде не более 10 минут при температуре воздуха до -10°С. И не более 5 минут при температуре ниже -10°С. На кустовой площадке, для периодического обогрева возможно нахождения в помещениях оператора, и в БМА (блок местной автоматики), которые оборудованы нагревателями, и температура в них поддерживается на уровне 23 °С.

#### **8.1.2. Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению**

##### **Электрический ток**

На кустовой площадке рабочие ежедневно сталкиваются с различными электроприборами которые могут нести в себе опасность

поражения электрическим током. Действие электрического тока на человека носит многообразный характер. Проходя через организм человека, электрический ток вызывает термическое(ожоги), электролитическое (разложение крови), биологическое (раздражение тканей, нарушение кровообращения и дыхания) и механическое действие (судороги, разрывы кожи, сосудов, переломы костей). Все это многообразие действий может привести к двум видам поражения: электрическим травмам и электрическим ударам [9].

В таблице 8.1.2 представлены значения силы тока, и воздействие их на организм.

Таблица 8.1.2 – Значения силы тока и его воздействия на организм

Сила тока, мА	Воздействие
20-25	Паралич рук, дыхание затруднено
50-80	Паралич дыхания
90-100	Фибрилляция сердца
$\geq 300$	Паралич сердца

На кустовой площадке Ульяновского месторождения, присутствует большое количество различных электроприборов, неисправность или неосторожная работа с которыми может вызвать поражения электрическим током. На администрации предприятия лежит ответственность за поддержания электроприборов в надлежащем состоянии. При работе с особо опасными приборами, находящимися под высокими напряжениями, рабочие применяют некоторые СИЗы, такие как диэлектрические перчатки. Так же все приборы регулярно проходят проверки, на исправность электро- и гидрозащиты.

### **Механические травмы**

Одними из самых распространенных и часто встречающихся на нефтяном промысле являются механические травмы. Механическими травмами можно считать как и обычные неглубокие порезы, так и травмы



приводящие к летальному исходу. Чаще всего виновниками травм становятся сами работники, игнорирующие элементарные правила ТБ, но также часто виноватыми бывают администрация предприятия, которые не обеспечивают надежную безопасность рабочего места. Наиболее часто причинами травм являются техника работающая

под высоким давлением, или механическая техника, с быстро движущимися механическими частями.

Для снижения вероятности механических травм, существует большое количество СИЗ, и коллективной защиты. Практически на всех нефтяных месторождениях, разрешено движение только в каске. Так же работники на нефтяных месторождениях, в частности Ульяновском, имеют специальный комплект одежды, снижающих вероятность получения механических травм, к ним можно отнести обувь с ударопрочным наконечником, перчатки, очки. Также проводится регулярная проверка состояния оборудования, при работе с которым, возможно получение травм, на оборудование наносятся предупреждающие знаки.

## **8.2 Охрана окружающей среды**

Разработка месторождения, вызывает активное влияние человека на окружающую среду. Это влияние может стать очень опасным, если не предпринимать никаких мер по уменьшению воздействия на окружающий нас мир, будь то флора, фауна, почва, атмосфера или недра нашей земли.

Человеку стоит задуматься, осознать серьезность встающих перед ним экологических проблем.

### **Мероприятия по охране атмосферного воздуха**

С целью максимального сокращения выбросов загрязняющих веществ, которые неизбежны при эксплуатации нефтепромыслового оборудования, предусмотреть следующие мероприятия:

- защита трубопроводов и оборудования от почвенной коррозии изоляцией усиленного типа;
- применение труб и деталей трубопроводов с толщиной стенки трубы выше расчетной;
- защита от атмосферной коррозии наружной поверхности наземных трубопроводов и арматуры лакокрасочными материалами (по ГОСТ Р 51164-98);
- использование минимально необходимого количества фланцевых соединений: все трубопроводы системы сбора нефти и газа выполнены на сварке, предусмотрен 100 % контроль сварных соединений неразрушающими методами контроля;
- комплексная автоматизация технологических процессов: автоматическое отключение погружных насосов подземных емкостей при минимальном уровне в них;
- внедрение методов испытаний скважин, исключая выброс вредных веществ в атмосферу;
- применение на устье скважин сальников двойного уплотнения;
- установка более совершенных клапанов сброса газа из затрубного пространства скважин;
- система сбора углеводородного сырья должна быть герметизирована;
- применение систем сбора газов с предохранительных клапанов аппаратов, резервуаров;
- организация производственных процессов по технологии замкнутого цикла, в герметичной аппаратуре и технологических параметрах, ограничивающих выделение вредных веществ (вакуум, низкая температура и т.п.);

- складирование и хранение пылевидных материалов, реагентов, отходов производства на специально отведенных, обвалованных, гидроизолированных площадках;

- внедрение каплеуловителей и сбор капельной нефти;

- применение систем автоматических блокировок и аварийной остановки, обеспечивающих отключение оборудования и установок при нарушении технологического режима без разгерметизации системы;

- выбор оборудования, трубопроводов, арматуры, средств КИП и автоматики из современных материалов, позволяющих работать в климатических условиях данного района.

Для снижения выбросов и загрязнения атмосферы в период неблагоприятных метеорологических условий предлагаются мероприятия организационно-технического характера:

- контроль за точным соблюдением технологического регламента производства;

- отказ от работы оборудования на форсированном режиме;

- отказ от производства профилактических и ремонтных работ, если планируемая дата начала работ близка к моменту неблагоприятных метеоусловий;

- контроль за работой контрольно-измерительных приборов и автоматических систем управления технологическими процессами;

- контроль за герметичностью технологического оборудования;

- контроль за соблюдением правил техники безопасности и противопожарной безопасности.

При разработке или выборе методов защиты окружающей среды от шумового воздействия и вибраций принимается комплекс мероприятий, включающий:

- проведение необходимых акустических расчетов и измерений, их сравнение с нормированными и реальными физическими характеристиками;
- применение звукопоглощающих, звукоизолирующих устройств и конструкций, звукоизолирующих кабин наблюдения и управления, экранов для рабочих мест;
- выбор соответствующего оборудования и оптимальных режимов работы;
- выбор оптимальной зоны ориентации и оптимального расстояния от источника физического воздействия;
- своевременный ремонт и смазка оборудования;
- вывод из эксплуатации устаревшего оборудования, производящего повышенный уровень шума или создающий вибрацию.

Вышеперечисленные мероприятия не требуют существенных затрат и не приводят к снижению производительности нефтепромысловых объектов.

### **Мероприятия по обеспечению требований в области охраны водных объектов**

Мероприятия по охране и рациональному использованию водных ресурсов включают в себя комплекс мероприятий, направленных на сохранение качественного состояния подземных и поверхностных вод для использования в народном хозяйстве.

К числу основных факторов воздействия на поверхностные и подземные водные объекты относятся: загрязненные дождевые сточные воды, проливы транспортируемой нефти, утечки нефти от технологического оборудования. Для снижения и предотвращения негативного воздействия вышеупомянутых факторов необходимо предусмотреть следующие мероприятия:

- своевременное обнаружение сброса сточных вод и своевременное его устранение;

- сброс дождевых и талых сточных вод с площадок скважин предусмотрен по самотечным сетям в канализационную емкость;
- антикоррозионная изоляция и гидроизоляция емкостного оборудования и трубопроводов в соответствии с ГОСТ Р 51164-98;
- испытание оборудования и трубопроводов на прочность;
- контроль сварных соединений стальных трубопроводов;
- на участках работ вблизи водных объектов для предотвращения попадания в них углеводородного сырья (при возможных аварийных ситуациях) рекомендуется сооружение задерживающих валов из минерального грунта (обвалование площадок добывающих скважин);
- 100 % контроль сварных соединений неразрушающими методами контроля;
- все сварные соединения подлежат термообработке;
- организация системы мониторинга загрязнения поверхностных и подземных вод;
- лабораторный контроль за качеством поверхностных и подземных вод;

Фактором наибольшего экологического риска при воздействии на поверхностные и подземные воды будут являться утечки неплотностей технологического оборудования. В этой связи в проектной документации необходимо предусмотреть схему эффективного обнаружения загрязнения и мероприятия по его локализации и устранению последствий.

Аварийные сбросы сточных вод на поверхность земли и в естественные водоемы не предусматривается.

Размеры водоохранных зон и прибрежных защитных полос определены в соответствии с Водным кодексом Российской Федерации от 3 июня 2006 г. № 74-ФЗ, введенным в действие с 1 января 2007 г. Ширина водоохранной зоны рек или ручьев устанавливается по их протяженности от истока. Размеры ее у озер и водохранилищ равны 50 м, за исключением

водоемов с акваторией менее 0,5 км<sup>2</sup>. Ширина прибрежной защитной полосы зависит от уклона берега водного объекта. Для озер и водохранилищ, имеющих особо ценное рыбоводное значение, ширина прибрежной защитной полосы равна 200 м независимо от уклона прилегающих земель.

Согласно Водному кодексу, в границах водоохранных зон допускается проектирование, размещение, строительство, реконструкция, ввод в эксплуатацию, эксплуатация хозяйственных и иных объектов при условии оборудования таких объектов сооружениями, обеспечивающими охрану объектов от загрязнения, засорения и истощения вод.

Стоянки строительных машин находятся в пределах полосы отвода земель.

Мойка машин на территории стройплощадки не предусматривается (производится на базе).

Заправка экскаватора, бульдозеров, бойлеров предусматривается также в пределах полосы отвода земель.

Стоянка и заправка спецтехники, места временного складирования отходов расположены на территории, не затрагивающих водоохранную и прибрежно-защитные зоны.

В границах водоохранных зон запрещается:

- использование сточных вод для удобрения почв;
- размещение кладбищ, скотомогильников, мест захоронения отходов производства и потребления, радиоактивных, химических, взрывчатых, токсичных, отравляющих и ядовитых веществ;
- осуществление авиационных мер по борьбе с вредителями и болезнями растений;
- движение и стоянка транспортных средств (кроме специальных транспортных средств), за исключением их движения по дорогам и стоянки

на дорогах и в специально оборудованных местах, имеющих твердое покрытие.

В прибрежных защитных полосах, наряду с установленными выше ограничениями, запрещается:

- распашка земель;
- размещение отвалов размываемых грунтов;
- выпас сельскохозяйственных животных и организация для них летних лагерей, ванн.

Таким образом, при производстве работ в прибрежной полосе необходимо выполнять следующие мероприятия:

- все образовавшиеся отходы производства при выполнении работ (огарки электродов, обрезки труб, загрязненную ветошь и т.д.) собрать и разметить в специальные контейнеры для временного хранения с последующим вывозом в установленные места.

- очистка и мойка отдельных узлов и самих машин и механизмов должна выполняться в отведенных местах на территории эксплуатационных баз с использованием специальных моечных машин и установок; сбор стоков от мойки в специальные резервуары с условием последующей очистки;

- при заправке спецтехники на бойлерах предусматриваются инвентарные емкости для исключения пролива;

- оптимизация транспортной схемы доставки грузов с целью сокращения протяженности временных проездов и возможности максимального использования проектируемых постоянных дорог;

- стоянка транспортных средств осуществляется в специально оборудованных местах, имеющих твердое покрытие с минимально-достаточным количеством единиц спецтехники;

- ограничение производства работ в паводковый период;

- недопущение к работе спецтехники и транспорта, не прошедших ТО;

- исполнители работ должны быть ознакомлены с правилами ведения работ в водоохранных зонах;
- применение строительных материалов, имеющих сертификат качества;
- оперативное реагирование на все случаи нарушений природно-охранного законодательства;
- места складирования грунта и стройматериалов размещать в незатопляемой весенним паводком зоне с последующей рекультивацией поврежденного участка.

### **Мероприятия по обеспечению требований в области охраны почв, растительности и животного мира**

С целью максимального сокращения воздействия на почвенный покров настоящим проектом предусматриваются следующие мероприятия:

- размещение сооружений на минимально необходимых площадях с соблюдением нормативов плотности застройки, прокладка коммуникаций в общем коридоре;
- последовательная рекультивация нарушаемых земель по мере выполнения работ;
- защита почвы во время строительства от ветровой и водной эрозии путем трамбовки и планировки грунта при засыпке траншей;
- движение транспорта и перевозка грузов при строительстве по регламентированным дорогам.

Для содействия естественному восстановлению растительности намечаются мероприятия:

- устранения ям и рытвин, образовавшихся при проведении строительных работ;
- грубая и чистовая планировка поверхности;



- перемещение плодородного слоя почвы из временного отвала и равномерное распределение его в пределах рекультивируемой зоны с созданием ровной поверхности;

- внесение минеральных и органических удобрений;

- посев семян многолетних трав;

- соблюдение противопожарных норм.

В качестве охранных мероприятий от негативного воздействия на животный мир предусматривается:

- выполнение правил техники безопасности;

- ограничение доступа людей за пределы строящихся объектов;

- очистка территории от строительных и твердых бытовых отходов;

- ужесточение контроля за производственными и коммунальными стоками;

- ликвидация в кратчайшие сроки последствий возможных аварий на нефтепроводе.

Для снижения уровня воздействия на окружающую среду и ихтиофауну на этапе строительства объекта по рекомендуемому варианту предусмотрены следующие технические решения и мероприятия:

- защита подземного трубопровода от почвенной коррозии изоляцией усиленного типа;

- контроль 100 % сварных стыков радиографическими методами;

- проверка на прочность и герметичность трубопровода после монтажа;

- ведение мониторинга природной среды.

Загрязнение почвенно-растительного покрова отходами строительства и производства полностью исключено, так как предусмотрена утилизация и захоронение всех видов промышленных отходов непосредственно в производственных процессах или на санкционированном полигоне в соответствии с заключенными договорами АО «Самаранефтегаз» с

предприятиями, имеющими лицензию на деятельность по сбору, использованию, обезвреживанию, транспортировке, размещению опасных отходов.

При производстве работ в непосредственной близости от лесных насаждений в пожароопасный сезон (т.е. в период с момента схода снегового покрова в лесных насаждениях до наступления устойчивой дождливой осенней погоды или образования снегового покрова) должен быть обеспечен контроль за соблюдением правил противопожарной безопасности.

В частности, должно быть запрещено:

- разведение костров в лесных насаждениях, лесосеках с оставленными порубочными остатками, в местах с подсохшей травой, а также под кронами деревьев;
- заправка горючим топливных баков двигателей внутреннего сгорания при работе двигателя, использование машин с неисправной системой питания двигателя, а также курение или пользование открытым огнем вблизи машин, заправляемых горючим;
- бросать горящие спички, окурки и горячую золу из курительных трубок;
- оставлять промасленные или пропитанные бензином, керосином или иными горючими веществами обтирочный материал в не предусмотренных специально для этого местах;
- выжигание травы на лесных полянах, прогалинах, лугах и стерни на полях, непосредственно примыкающих к лесам, к защитным и озеленительным лесонасаждениям.

### **8.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

К сожалению, даже в наше время не редки случаи чрезвычайных ситуаций на нефтяных месторождениях. Действие ЧС на человека, и окружающую среду, чрезвычайно велико. Человек возможно получит

глубокие травмы, а окружающая среда может подвергнуться сильному загрязнению.

Чрезвычайные ситуации на несколько групп:

I. По природе возникновения:

1) природные – связанные с проявлением стихийных сил природы (землетрясения, ураганы, наводнения, сели т.д.).

2) техногенные – связано с техническими объектами (взрывы, пожары, аварии, выбросы, обрушение зданий, транспортные катастрофы).

3) экологические – аномальное изменение окружающей среды (загрязнение биосферы, разрушение озонового слоя, опустынивание, кислотные дожди).

4) биологические – эпидемии, эпизоотии, эпифитотии.

5) антропогенные - насилие, экстремизм, теракты.

6) социальные – межнациональные конфликты, терроризм, голод.

II. По причине возникновения: случайные и преднамеренные

III. По режиму времени: внезапные (землетрясения, взрывы), стремительные (пожар, разливы ядовитых веществ), умеренные (наводнение).

На кустовой площадке возможны следующие аварийные ситуации:

1) открытое фонтанирование скважины

2) порыв нефтесборного коллектора и системы ППД

3) пожар в АГЗУ, на площадке дренажной емкости

4) стихийные явления, нападение диких животных

При первых признаках ЧС следует сообщить начальству о произошедшем, остановить все производственные работы, вывести людей из опасной зоны, если есть пострадавшие, то оказать первую помощь [8].

Организационные и технико-технологические требования по предупреждению газонефтеводопроявлений, открытых фонтанов, а также первоочередные действия производственного персонала при их возникновении должны проводиться согласно РД 08-254-98 «Инструкции по

предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности».

Проектирование, строительство и эксплуатация промысловых трубопроводов должны осуществляться в соответствии с требованиями ПБ 08-624-03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», ПБ 03-585-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», ПБ 07-601-03 «Правила охраны недр», Постановление Госгортехнадзора РФ от 06.06.03 г. № 71, Постановление Госгортехнадзора России от 10.06.03 г. № 80.

Трубопроводы для транспортировки пластовых жидкостей и газов должны быть устойчивы к ожидаемым механическим, термическим напряжениям (нагрузкам) и химическому воздействию. Трубопроводы должны быть защищены от наружной коррозии [7].

К сварке стыков трубопроводов допускаются только специально подготовленные сварщики, аттестованные в порядке, предусмотренном «Правилами аттестации сварщиков и специалистов сварочного производства», утвержденными Госгортехнадзором России от 30.10.98 № 63.

В местах пересечения газоконденсатопроводами дорог, водных преград, оврагов, железнодорожных путей, местах возможного скопления людей, технологических узлах газоконденсатопроводов выставляются предупредительные знаки и надписи. Для перечисленных и подобных мест проектом должны предусматриваться мероприятия, исключающие (уменьшающие) опасность выбросов. Указанные проектные решения должны быть включены в план ликвидации аварийных разливов нефти (ПЛАРН), согласованный с МПР и утвержденный техническим руководителем предприятия [6].

Участки трубопроводов в местах пересечения с авто- и железными дорогами должны быть заключены в защитные кожухи из стальных или железобетонных труб, оборудованные в соответствии с требованиями

нормативных документов (Постановление Госгортехнадзора России № 56 от 05.06.03 г.). При почвах с недостаточной несущей способностью компенсирующие мероприятия должны предотвратить повреждения трубопровода от оседания или поднятия.

Выкидные трубопроводы, непосредственно связанные со скважинами, должны быть оборудованы обратными клапанами или другими запорными устройствами, автоматически перекрывающими поток жидкости из скважины при аварийной разгерметизации нефтегазопровода.

Периодический контроль состояния изоляционного покрытия трубопроводов проводится существующими методами диагностирования, позволяющими выявлять повреждения изоляции без вскрытия грунта, по графику, утвержденному руководителем предприятия [7].

Планы ликвидации аварий должны включать:

- постановку первоочередных задач;
- перечисление необходимых экстренных действий;
- определение порядка отчетности, связи;
- подготовку и обучение персонала, выделенного на ликвидацию аварий;
- обеспечение необходимым оборудованием, поддержание его в состоянии готовности;
- документирование всех предпринимаемых действий;
- приведение промысловых объектов в нормальный режим работы.

Все оборудование, транспорт и имущество, предназначенное для выполнения аварийно-восстановительных работ, должно находиться в постоянной исправности и готовности к немедленному выезду и применению. Закрепленную для этих целей технику использовать не по назначению запрещается.

### **Пожаровзрывоопасность**

Добыча нефти и газа, опасное дело, так как нефть и газ являются очень пожароопасными веществами.

Пожароопасность веществ и материалов представляет собой совокупность их свойств, характеризующих их способность к возгоранию и распространению горения. Оценка пожароопасное включает определение основных показателей пожарной опасности веществ и материалов, используемых в производстве.

Подразделяют на 5 категорий: А, Б, В, Г, Д. Категорию производства по взрыво-пожарной опасности присваиваем "А".

На кустовой площадке Ульяновского месторождения, расположено большое количество огнетушителей, вблизи наиболее пожаро и взрывоопасных объектов, установлены щитки пожарной безопасности, которые содержат в себе лопату, лом, ведра, песок и т.д. Курение на кустовой площадке разрешено только в специально отведенных для этого местах, и очень жестко контролируется администрацией.

Возникновение пожара при работе с электронной аппаратурой может быть по причинам как электрического, так и неэлектрического характера.

Причины возникновения пожара неэлектрического характера:

- а) халатное неосторожное обращение с огнем (курение, оставленные без присмотра нагревательные приборы, использование открытого огня);
- б) самовоспламенение и самовозгорание веществ.

Причины возникновения пожара электрического характера: короткое замыкание, перегрузки по току, искрение и электрические дуги, статическое электричество и т. п.

Для устранения причин возникновения пожаров в помещении цеха должны проводиться следующие мероприятия:

- а) сотрудники предприятия должны пройти противопожарный инструктаж;
- б) сотрудники обязаны знать расположение средств пожаротушения и уметь ими пользоваться;
- в) необходимо обеспечить правильный тепловой и электрический режим работы оборудования;

г) пожарный инвентарь и первичные средства пожаротушения должны содержаться в исправном состоянии и находиться на видном и легко доступном месте.

### **Мероприятия по минимизации возможных аварийных ситуаций и последствий их воздействия на экосистему региона**

В целях снижения опасности производства, предотвращения аварийных ситуаций и сокращения ущерба от произошедших аварий предусмотрен комплекс технических мероприятий:

- разработка планировочных решений генерального плана проектируемых площадок с учетом технологической схемы, подхода трасс инженерных коммуникаций, рельефа местности, а также санитарно-гигиенических и противопожарных норм;
- герметизация системы добычи и сбора нефти;
- обвалование площадок скважин с целью предотвращения растекания нефтесодержащей жидкости по поверхности земли;
- оснащенность устьевого оборудования запорной арматурой;
- автоматизация технологических процессов, обеспечивающая дистанционное управление и контроль за процессами из операторной;
- строительство выкидных трубопроводов предусматривается из труб, покрытых изоляцией усиленного типа, выполненной в заводских условиях;
- покрытие гидроизоляцией усиленного типа сварных стыков, деталей трубопроводов, дренажных трубопроводов и наружных поверхностей дренажных емкостей;
- покрытие внутренней поверхности дренажных емкостей лакокрасочными материалами в заводских условиях;
- термообработка сварных стыков выкидного трубопроводов;

- оснащение выкидных трубопроводов от скважин устройствами для контроля за коррозией, установленными на площадках узлов установки образца коррозии;
- установка блоков дозирования реагента для ввода реагента в выкидные трубопроводы;
- установка подземных дренажных емкостей для сбора утечек из блоков дозирования реагента;
- укладка выкидных трубопроводов от скважин в грунт на глубину не менее 1,0 м до верхней образующей трубы;
- теплоизоляция надземных участков выкидных трубопроводов минераловатными изделиями в соответствии со СНиП 41-03-2003 «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов»;
- автоматическое отключение электродвигателей погружных насосов марки УЭЦН при отклонениях давления выше 1,75 МПа и ниже 0,15 МПа;
- проверка на прочность и герметичность трубопроводов после монтажа;
- молниезащита;
- защита от статического электричества;
- электрохимзащита;
- установка опознавательных знаков по трассам трубопроводов на пересечениях с подземными коммуникациями, на углах поворота трасс, а также дополнительных опознавательных знаков на углах поворота трасс трубопроводов более 45°.

#### **8.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

Все работники предприятия, в том числе и руководители, обязаны проходить обучение в области промышленной безопасности и проверку знаний. Проверка знаний у рабочих должна проводиться ежегодно, у руководителей и специалистов - не реже одного раза в три года.



К работам на опасных производственных объектах допускаются работники после обучения безопасным методам и приемам выполнения работ, стажировки на рабочем месте, проверки знаний и практических навыков, проведения инструктажа по безопасности труда на рабочем месте и при наличии удостоверения, дающего право допуска к определенному виду работ. Срок стажировки устанавливается работодателем, но не может быть менее двух недель.

На опасных производственных объектах, связанных с освоением месторождений в продукции которых содержится сероводород, другие вредные вещества работники должны быть обеспечены изолирующими дыхательными аппаратами, лечебно-профилактическим питанием, средствами и препаратами для оказания первой медицинской помощи и т.д. .

Работодатель предоставляет социальные пакеты (оплата санаторно-курортного лечения, оплата путевок в детские оздоровительные лагеря, медицинское страхование, выплаты в пенсионный фонд и др.)

Специальные нормы связаны с выделением ряда норм трудового права в отдельные категории. Они отражены в положениях, регулирующих условия труда специальных категорий работников (несовершеннолетние, инвалиды, женщины, сезонные работники, лица, проживающие в районах Крайнего севера и т. д.). Виды специальных норм трудового права:

Нормы-льготы (компенсации для лиц, работающих на производствах с вредными условиями труда, пособия и льготы одиноким матерям, беременным женщинам, условия труда инвалидов и т. д.);

Нормы-приспособления (адаптируют общие нормы к специфике отрасли, например, дифференциация по отрасли нефтегазодобывающего предприятия).

Нормы-изъятия (представляют собой обоснованные ограничения общих трудовых прав, например, временный характер работы у сезонного работника).

Перед началом работ оператор проверяет в вахтовом журнале записи о работе предыдущих смен и распоряжениями руководителя, расписывается в приеме смены; проверяет и приводит в порядок спецодежду и другие средства индивидуальной защиты, средства защиты и предохранительные приспособления, средства пожаротушения и аптечки на исправность, укомплектованность и нахождение в специально отведенном месте; проверяет наличие и правильность документов, их соответствие характеру работы и размещает их в безопасном и удобном месте.

Нормативно-правовые документы:

Законы РФ

1. Конституция Российской Федерации от 12.12.1993.
2. Водный кодекс Российской Федерации от 03.06.2006 №74-ФЗ.
3. Земельный кодекс Российской Федерации от 25.10.2001 №136-ФЗ.
4. Лесной кодекс Российской Федерации от 04.12.2006 №200-ФЗ.
5. ФЗ «Об особо охраняемых природных территориях» от 14.03.1995 №33-ФЗ.
6. ФЗ «Об охране атмосферного воздуха» от 04.05.1999 №96-ФЗ.
7. ФЗ «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 №7-ФЗ.
8. ФЗ «Об отходах производства и потребления» от 24.06.1998 №89-ФЗ.
9. ФЗ «Об экологической экспертизе» от 23.11.1995 №174-ФЗ.
10. ФЗ «О животном мире» от 24.04.1995 №52-ФЗ.
11. Закон РФ от 21.02.1992 № 2395-1 «О недрах».
12. ФЗ «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения» от 30.03.1999 №52-ФЗ.
13. ФЗ «Об объектах культурного наследия (памятниках истории и культуры) народов Российской Федерации» от 25.06.2002 №73-ФЗ.

Нормативные акты Правительства и министерств РФ

1. Положение об оценке воздействия намечаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду в РФ. Приказ Госкомэкологии РФ от 16.05.2000 №372.
2. Экологическая доктрина Российской Федерации. Распоряжение Правительства РФ от 31.08.2002 №1225-р.
3. Нормативы платы за выбросы в атмосферный воздух загрязняющих веществ стационарными источниками. Приложение №1 к постановлению Правительства Российской Федерации от 12.06.2003 №344.
4. Положение об осуществлении государственного мониторинга земель. Постановление Правительства РФ от 28.11.2002 №846.
5. Положение об осуществлении государственного мониторинга водных объектов. Постановление Правительства РФ от 10.04.2007 №219.
6. Методические указания по разработке проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение. Приказ Ростехнадзора от 19.10.2007 №703.
7. Положение о подготовке, согласовании и утверждении технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых и иной проектной документации на выполнение работ, связанных с пользованием участками недр, по видам полезных ископаемых и видам пользования недрами. Постановление Правительства РФ от 03.03.2010 №118.
8. Федеральный классификационный каталог отходов. Приказ МПР РФ от 02.12.2002 №786.
9. О рекультивации земель, снятии, сохранении и рациональном использовании плодородного слоя почвы. Постановление Правительства Российской Федерации от 23.02.1994 №140.
10. Требования к структуре и оформлению проектной документации на разработку месторождений углеводородного сырья. Приказ Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 08.07.2010 №254.

## Нормативно-методические документы

1. ГОСТ 17.5.1.02-85. Охрана природы. Земли. Классификация нарушенных земель для рекультивации.
2. ГОСТ 17.5.3.04-83. Охрана природы. Земли. Общие требования к рекультивации земель.
3. ГОСТ 17.4.3.02-85. Охрана природы. Почвы. Требования к охране плодородного слоя почвы при производстве земляных работ.
4. ВСН 51-3-85. Проектирование промышленных стальных трубопроводов.
5. СНиП 2.05.02-85. Автомобильные дороги. Постановление Госстроя СССР от 17.12.1985 №233.
6. СНиП 3.02.01-87. Земляные сооружения, основания и фундаменты. Постановление Госстроя СССР от 30.12.1987 №213.
7. СНиП 2.05.02-85. Генеральные планы промышленных предприятий. Постановление Госстроя СССР от 17.12.1987 №233.
8. СН 467-74. Нормы отвода земель для автомобильных дорог. Постановление Госстроя СССР 19.12.1974 №248.
9. СН 459-74. Нормы отвода земель для нефтяных и газовых скважин. Постановление Госстроя СССР от 25.03.1974 № 4.
10. «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12.03.2013 № 101.
11. Основные положения о рекультивации земель, снятии, сохранении и рациональном использовании плодородного слоя почвы. Приказ Минприроды России и Роскомзема от 22.12.1995 №525/67.
12. Методические рекомендации по выявлению деградированных и загрязненных земель. Утверждены Роскомземом от 28.12.1994, Минсельхозпродом РФ от 26.01.1995, Минприроды РФ от 15.02.1995.
13. СП 11-102-97. Инженерно-экологические изыскания для строительства, одобрены письмом Госстроя РФ от 10.07.1997 № 9-1-1/69.

14. Пособие к СНиП 11-01-95 по разработке раздела проектной документации «Охрана окружающей природной среды». М., 2000.

15. ОНД-86. Методика расчёта концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий. Государственный комитет СССР по гидрометеорологии и контролю природной среды от 04.08.1986 № 192.

16. Рекомендации по оформлению и содержанию проекта нормативов предельно допустимых выбросов в атмосферу для предприятий. М. Госкомприрода СССР, 1989.

17. Положение о порядке организации, учета и функционирования ведомственной наблюдательной сети. Приказ Федеральной службы России по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды от 21.01.2000 №13.

18. Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03.2.1.1/2.1.1. Проектирование, строительство, реконструкция и эксплуатация предприятий, планировка и застройка населенных мест. Постановление Главного государственного санитарного врача РФ от 25.09.2007 №74.

19. ГОСТ 17.2.3.02-78. Охрана природы. Атмосфера. Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями. Постановление Госстандарта СССР от 24.08.1978 №2329.

20. ГОСТ 17.2.4.02-81. Охрана природы. Атмосфера. Общие требования к методам определения загрязняющих веществ. Постановление Госстандарта СССР от 09.11.1981 № 4837

## **Заключение**

В процессе выполнения выпускной квалификационной работы были изучены все геолого-технические мероприятия, проводимые на Ульяновском месторождении.

В результате полученного и изученного материала, были выявлены: наиболее частые мероприятия, и наиболее эффективные мероприятия. Было произведено обоснование применяемых методов, и найдены причины недостижения проектных уровней добычи и КИН, после проведения различных геолого-технических мероприятий.

По состоянию на 01.01.2016 г. на Ульяновском месторождении в промышленной разработке находятся объекты А-3, А-4, С-I'+CI, С-Ia+С-II+С-IV Ульяновского купола, С-Ia Елховатского купола и А-3 Южно-Ульяновского купола. Газовая залежь пласта КС калиновской свиты не разрабатывается с открытия.

На месторождении выделено 6 нефтяных объектов разработки категории ABC1+С2 и один газовый объект с запасами свободного газа категории С1.

По состоянию на 01.01.2016 г. в эксплуатационном добывающем фонде месторождения числятся 59 скважин, из них 55 действующих и четыре бездействующих. Действующие добывающие скважины разделились по способам эксплуатации следующим образом: 53 скважины эксплуатируются ЭЦН, две скважины – ШГН. Под закачкой в объект С-IA+С-II+С-IV находятся пять скважин. В контрольном фонде числятся 26 скважин, из них 25 пьезометрических и одна наблюдательная. Ликвидировано четыре нефтяные и одна нагнетательная скважины. В специальном фонде пять поглощающих скважин.

В 2015 году основные фактические показатели практически не отличались от проектных. Фактическая годовая добыча нефти составила 105,9 тыс.т, что на 2,6% выше проектной величины 103,2 тыс.т. Добыча

жидкости составила 1293,6 тыс.т, что на 18,4% больше чем проектная величина 1092,3 тыс.т. Проектный уровень добычи нефти в 2015 г. был достигнут несмотря на меньший дебит нефти добывающих скважин (5,6 т/сут. по факту против 6,3 т/сут по проекту) благодаря большому фонду действующих добывающих скважин, в связи с дополнительными ГТМ проведенными на месторождении, такими как ППР, ПВЛГ, ВБД.

Основная проблема, возникшая при разработке месторождения, сводится к следующему – высокий темп обводненности скважин. Причина высокой обводненности большей части скважин обусловлена геолого-физическими особенностями залегания пластов – подстиание залежей пластовой водой, не имея надежных разделов на границе «нефть-вода», а также повышенное соотношение вязкости нефти и воды,  $\mu$  – 16,6.

Максимальная годовая добыча нефти будет достигнута в 2020 году – 148,1 тыс.т. при уровне годового отбора жидкости – 1861,9 тыс.т и обводненности 92,1%.

В дальнейшем предусматриваются проведение физико-химических методов повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи: ОПЗ, водо – изоляционные и ремонтно – изоляционные работы, оптимизация работы насосного оборудования, выравнивание профиля приемистости нагнетательных скважин. Также планируется провести оптимальные и экономически эффективные варианты разработки Ульяновского месторождения в целом, которые были описаны и рассчитаны в выпускной квалификационной работе.

### **Список использованной литературы**

- 1) Проект разработки продуктивных пластов нижнего карбона Ульяновского месторождения, «Гипровостокнефть», 1963 г
- 2) Подсчет запасов по продуктивным пластам Ульяновского месторождения НПУ «Кинельнефть» КуйбышевНИИ НП, Куйбышев, 1964 год
- 3) Подсчет запасов по Южно-Ульяновскому куполу Ульяновского месторождения, «КуйбышевНИИ НП» 1966 г.
- 4) Уточненный проект разработки по Ульяновскому месторождению Куйбышевской области, «Гипровостокнефть». 1978 г.
- 5) Проект разработки Ульяновского нефтяного месторождения (пласты С-Ia, С-II, С-IV), «Гипровостокнефть». 1981 г.
- 6) Пересчет запасов нефти и растворенного газа по продуктивным пластам Ульяновского месторождения Куйбышевской области. 1987 г
- 7) Проект разработки Ульяновского нефтяного месторождения Куйбышевской области. «Гипровостокнефть». 1988 г.
- 8) Анализ разработки продуктивных пластов Ульяновского месторождения, ИТЦ АООТ "Самаранефтегаз" 1996 г.
- 9) Анализ разработки и прогноз технологических показателей по месторождениям ОАО "Самаранефтегаз" на период действия лицензионных соглашений, Гипровостокнефть». 1998 г.
- 10) Оперативный подсчет запасов по пласту С-Ia Елховатского купола Ульяновского месторождения, ООО "СамараНИПИнефть", 2001 г.
- 11) Проект пробной эксплуатации пласта С-Ia Западного участка Ульяновского месторождения, ООО "СамараНИПИнефть", 2002 г.
- 12) Авторский надзор за реализацией проектных документов по разработке Ульяновского месторождения, НПФ ООО «Нефтехпроект». 2005 г.



13) Авторский надзор за реализацией проектных документов по разработке Ульяновского месторождения, ОАО "ТюменьНИИпроект" 2007 г.

14) Пересчет запасов нефти, растворенного газа и сопутствующих компонентов, ТЭО КИН продуктивных пластов Ульяновского месторождения на основе геологического и гидродинамического моделирования, ООО "СамараНИПИнефть" 2008 г.

15) Дополнение к проекту разработки Ульяновского газонефтяного месторождения Самарской области, ООО "СамараНИПИнефть" 2009 г.

16) Технологический проект разработки Ульяновского газонефтяного месторождения Самарской области, ЗАО "ТюменьНИИпроект" 2012 г.

17) Технологический регламент на производство обработок призабойной зоны пластов кислотными составами. ООО «Нефтехимсервис». Самара. 2004 г.

18) Корпоративный сборник инструкций и регламентов по технологиям повышения нефтеотдачи пластов, применяемых на месторождениях ОАО «ЛУКОЙЛ». В 2-х томах. Уфа. Монография. 2004 г.

19) Манырин В.Н., Швецов И.А. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи при заводнении. Самара. 2002 г. С. 392.

20) Курочкин Б.М., Яковлев С.С., Давлетшин Р.В. Изоляционные работы в низкопродуктивных скважинах с применением ГПТС и ВНП. Нефтепромысловое дело № 7. 2004 г. С. 37-41.

21) . Состав для добычи нефти. Городнов В.П., Волков В.А., Калинин Е.С.

22) Собанова О.Б., Фридман Г.Б., Федорова И.Л. Углеводородные композиции ПАВ для повышения нефтеизвлечения. Интервал № 1. 2004 г. С. 26-29.

23) Технологический регламент по увеличению приемистости нагнетательных скважин Самарской области. Самара. 2002 г.

24) ГОСТ 39-112-80. Нефть. Типовое исследование пластовой нефти.